

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

 Теймураз КАЦАДЗЕ

« 17 » 06 2024р.

## ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ

на здобуття ступеня бакалавра  
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»  
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
на тему: «Прогнозування потужності генерації відновлювальних джерел енергії  
та оптимізація режимів роботи електричних мереж»

Виконав:  
студент III курсу, групи ЕС-п11  
Куліш Євгеній Русланович

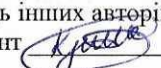


Науковий керівник:  
Доцент кафедри електричних мереж та систем, канд. техн.наук.  
Богомолова Оксана Сергіївна



Рецензент:  
Доцент кафедри відновлювальних джерел енергії, канд. техн.наук, доц.  
Бардик Євгеній Іванович



Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті немає запозичень  
з праць інших авторів без відповідних посилань.  
Студент 

Київ – 2024 року

**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**  
**Факультет електроенерготехніки та автоматики**  
**Кафедра електричних мереж та систем**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри  
  
(підпис) Теймураз КАЦАДЗЕ  
(ініціали, прізвище)  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 202\_ р.

### ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт (роботу) студенту

**Куліщу Євгенію Руслановичу**

1. Тема дипломного проєкту (роботи): «Прогнозування потужності генерації відновлювальних джерел енергії та оптимізація режимів роботи електричних мереж», науковий керівник дисертації Богомолова Оксана Сергіївна к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «28» 05 2024 р. № 2128-с.
2. Термін подання студентом проєкту (роботи): 01 червня 2024 р.
3. Вихідні дані до проєкту (роботи): ситуаційний план (див. додаток до завдання на дипломний проєкт).
4. Зміст пояснювальної записки дипломного проєкту (роботи) (перелік завдань, які необхідно розробити):
  - 1) вибір обладнання існуючої мережі;
  - 2) розрахунок режимів роботи існуючої мережі: максимальний, мінімальний та післяаварійний;
  - 3) розрахунок прогнозованого графіку генерації СЕС;
  - 7) розрахунок та аналіз режимів роботи СЕС з мережею.
5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:
  - 1) принципова схема мережі 110 кВ;
  - 2) прогноз потужності СЕС;
  - 3) аналіз режиму мережі із СЕС
6. Дата видачі завдання: 11 квітня 2024 року.

### Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Вибір перерізів ділянок та трансформаторів на підстанціях. Підготовка схеми мережі.	15.04 - 30.04.24	вик.
2	Розрахунок та аналіз режимі роботи мережі 110 кВ	1.05 - 6.05.24	вик.
3	Аналіз методик та формування графіку генерації СЕС	7.05 - 9.05.24	вик.
4	Розрахунок та аналіз режимів мережі із СЕС по спрогнозованому графіку	10.05 - 20.05.24	вик.
5	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	21.05 - 30.05.24	вик.

Студент



Євгеній КУЛШІ

Керівник проекту (роботи)



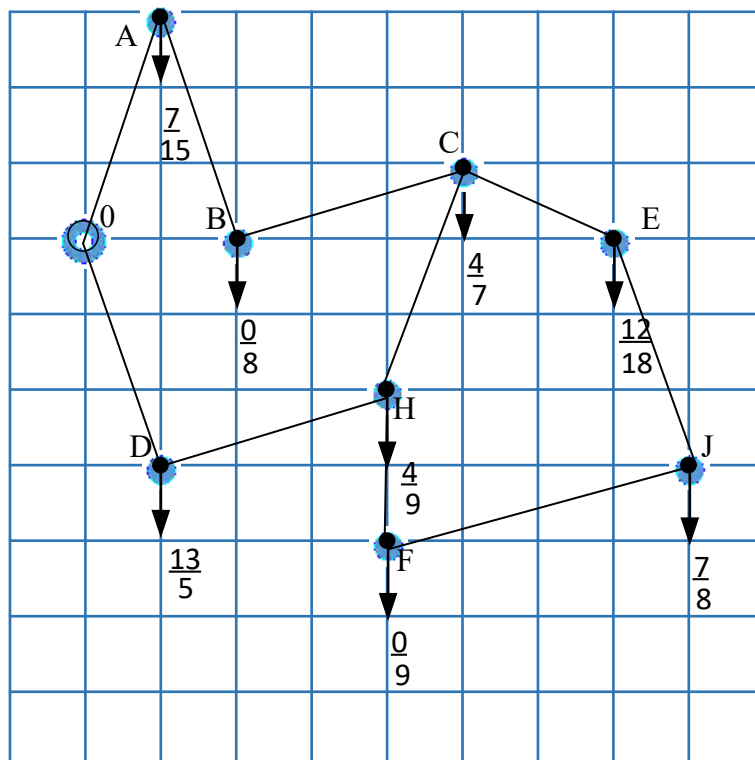
Оксана БОГОМОЛОВА

## Додаток

до завдання на кваліфікаційний дипломний проєкт першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

### Прогнозування потужності генерації відновлювальних джерел енергії та оптимізація режимів роботи електричних мереж

Ситуаційний план  
(масштаб 1 см: 10 км)



Вихідні дані до проєкту

1. Номінальна напруга мережі 110 кВ.
2. Розташування балансуєчого пункту у вузлі 0.
3. Напруга балансуєчого пункту 114 кВ.
4. В пункті Е планується приєднання станція на основі ВДЕ потужністю 4 МВт.
5. Категорії споживачів за надійністю електропостачання I-II
6. Коефіцієнт потужності споживачів на шинах СН становить 0,92, на шинах НН – 0,93.
7. Мережа виконана опорами ПБ 110-3, УБ-110-3.
8. Географічний район спорудження мережі – Україна.
9. Конфігурація мережі: замкнена двоконтурна.

#### Примітки:

- 1) Відстань між пунктами та потужність навантаження пунктів визначаються за ситуаційним планом.
- 2) У чисельнику дроби наведені навантаження для РП СН (МВ·А), у знаменнику – для РП НН (МВ·А).





# **Пояснювальна записка до дипломного проєкту**

на тему: Прогнозування потужності генерації відновлювальних джерел енергії та  
оптимізація режимів роботи електричних мереж

Київ – 2024 року

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	3	
	<b>A4</b>	ДП1103.141.003.ПЗ	Пояснювальна записка	63	
2	A1	ДП1103.141.003.001.ТК	Принципова схема мережі 110 кВ;	1	
3	A1	ДП1103.141.003.002.ТК	Прогноз потужності СЕС	1	
	A1	ДП1103.141.003.003.ТК	Аналіз режиму мережі із СЕС	1	

					ДП1103.141.003.ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Куліш Є.			Прогнозування потужності генерації відновлювальних джерел енергії та оптимізація режимів роботи електричних мереж	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Богомолова О.С.					7	63
Н. Контр.		Моссаковський ВІ			КПІ ім. Ігоря Сікорського Каф. ЕМС гр. ЕС-п11			
Затв.		Кацадзе Т.Л.						

## РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 63 сторінках формату А4, до якої входить 29 таблиця, 10 рисунків та 6 джерел літератури. Графічна складається із 3 аркушів формату А1.

Мета виконання дипломного проєкту полягає у розрахунку моделі районної електричної мережі напругою 110 кВ та режиму із спрогнозованою потужністю генерації сонячної електричної станції.

В роботі використано контурну модель режиму мережі та виконано її розрахунок за допомогою ітераційних методів.

Результатом є технічний проєкт районної електромережі із розрахованим режимом для сонячної панелі.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, СОНЯЧНА ЕНЕРГІЯ, МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРАЦІЇ

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

## ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 63 pages of A4 format, which includes 29 tables, 10 figures and 6 literature sources. The graphic consists of 3 sheets of A1 format.

The goal of the diploma project is to calculate the model of the district electric network with a voltage of 110 kV and the regime with the predicted generation capacity of the solar power station.

In the work, the contour model of the network mode was used and its calculation was performed using iterative methods.

The result is a technical project of the district power grid with a calculated regime for the solar panel.

ELECTRIC NETWORK, SOLAR POWER PLANT, SOLAR ENERGY, GENERATION FORECASTING METHODS

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



## ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	11
Вступ.....	12
1 Аналіз існуючої мережі.....	14
1.1 Вибір обладнання на підстанції 110 кВ.....	15
1.2 Попередній поточкорозподіл мережі.....	17
1.3 Вибір проводів ділянок.....	19
1.4 Розрахунок параметрів схем заміщення.....	21
1.4.1 Параметри схеми заміщення ЛЕП.....	21
1.4.2 Параметри схем заміщення силових трансформаторів.....	23
1.5 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях.....	25
1.6 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	32
1.7 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при міні- мальних навантаженнях.....	39
1.8. Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій.....	43
Висновки по розділу 1 .....	45
2 Методи прогнозування потужності.....	46
Висновки по розділу 2.....	49
3 Розрахунок режимів мережі при наявності СЕС.....	50
Висновки по розділу 3.....	59
Загальні висновки.....	61
Список використаних джерел.....	62
Додаток А. Результат перевірки дипломного проєкту на плагіат.....	63

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АЕС – атомна електрична станція;  
БП – балансуєчий пункт;  
ВДЕ – відновлювальні джерела енергії;  
ГАЕС – гідроакумулювальна електростанція;  
ЕЕС – електроенергетична система;  
ЛЕП – лінія електропередавання;  
НН – низька напруга;  
ПБЗ – перемикачі без збудження;  
ПЛ – повітряна лінія;  
РПН – регулювання під навантаженням;  
СЕС – сонячна електрична станція;  
СН – середня напруга;  
ТЕС – теплова електрична станція;  
ІІ – штучний інтелект

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

## ВСТУП

Електроенергетична система (ЕЕС) – об'єднання електрогенеруючих та енергоприймальних установок, які працюють у взаємно-узгодженому режимі та виконують функції виробництва, передачі, розподілу, перетворення і споживання електричної та теплової енергії.

До ЕЕС входять електростанції, електричні лінії, що поєднують їх з електроспоживчими установками, пристрої розподілення енергії з трансформаторами.

Для генерації електроенергії в ЕЕС використовують різні види електростанцій, які включаються в роботу залежно від умов споживання. Наприклад, АЕС працюють постійно і видають однакову потужність, натомість ГАЕС, ТЕС включаються в роботу лише в години пік для стабілізації системи. Знаючи потужності, котрі генерують електростанцій, можливо точно сформувати графік роботи конкретної електростанції. Однак, похибка в таких розрахунках може призвести до виходу з ладу дорогого електрообладнання, спричинити дефіцит або навпаки профіцит потужності в системі. Використання різних видів електростанцій з різною маневреністю треба для грамотного покриття споживання в години пікового навантаження.

Пікове навантаження – це короткочасне високе навантаження на мережу, спричинене високим попитом на електроенергію у споживачів. Існує передбачуване пікове навантаження та непередбачуване пікове навантаження.

Передбачуване пікове навантаження в Україні протягом року прогнозується приблизно в однаковий час: ранковий пік – 8.00-11.00, вечірній – 20.00-22.00 і напів-піки (7.00-8.00; 11.00-20.00; 22.00-23.00). Це пов'язано з тим, що в ці години споживачі вмикають по кілька приладів одночасно, чим спричиняють підвищений попит на енергію.

Непередбачуване пікове навантаження виникає внаслідок багатьох причин, однієї з яких може вихід з ладу електростанції, які знаходяться в базисі. Такі аварії можуть траплятися або через технічні несправності, через людський фактор, або через зовнішні фактори (небезпечні погодні умови, терористична атака та ін.)

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Україна має привабливе територіальне розташування для використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). Також за останні десятиріччя політичні рішення в державі сприяли збільшенню відсотку відновлювальних джерел в енергосистемі. Так, на 2021 рік сумарна встановлена потужність ВДЕ становила близько 12 %[1], а згідно до досвіду Європейських країн – у випадку перевищення потужності ВДЕ більше ніж 10% від загально встановленої потужності, в системі спостерігається проблеми із дотриманням балансу потужності генерації та навантаження, що призводить до зниження стійкості системи [2].

Серед основних проблем пов'язаних із впровадженням в енергосистему можна виділити наступні:

- нестабільна генерація (сонячні та вітрові електростанції суттєво залежать від погодних умов);

- значні капітальні витрати на побудову станцій ВДЕ (високі початкові інвестиції при встановленні обладнання, такого як сонячні панелі, вітрові турбіни та інші);

- необхідність модернізації мереж (при підключенні значної потужності ВДЕ до електричних мереж України виникає потреба у їх модернізації та розширенні для забезпечення стабільної та ефективної роботи);

- проблеми із якісним прогнозуванням потужності генерації (методи та підходи до визначення прогнозованої потужності на сьогоднішній день мало ефективні).

- обмежені можливості по накопиченню енергії (на сьогодні є досить дорого вартісним та технічно складним завдання акумулювання потужності ВДЕ);

- політичні та адміністративні перешкоди (складні процедури отримання дозволів та недосконала правова база).

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

# 1 АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ

Згідно до завдання, маємо електричну мережу 110/35/10 кВ. Задано навантаження на середній та низькій сторонах, однак не відомі перетини на ділянках та трансформатори на підстанціях. Спираючись на отримане завдання, розраховуємо довжину кожної лінії, приймаючи, що масштаб 1:10:

$l_{0-1}=31,62$  км;  $l_{1-2}=31,62$  км;  $l_{2-3}=31,62$  км;  $l_{3-5}=22,36$  км;  $l_{5-7}=31,62$  км;

$l_{7-6}=22$  км;  $l_{6-8}=20$  км;  $l_{8-3}=31,62$  км;  $l_{4-8}=31,62$  км;  $l_{0-4}=31,62$  км;

Напруга БП надалі буде рівною 114 кВ. Конфігурація та потужність приймачів зображені на рисунку 1.

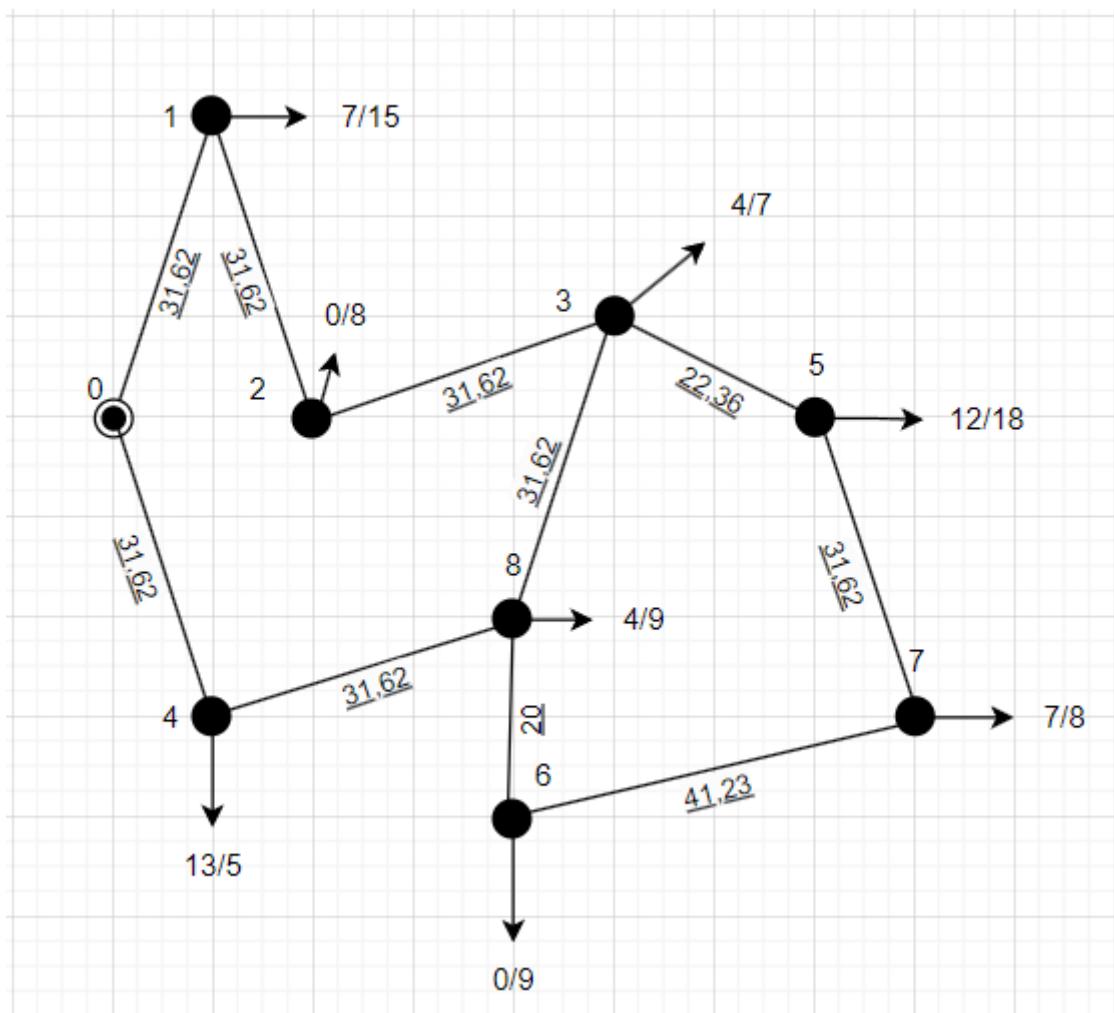


Рисунок 1 – Графічне зображення конфігурації та потужності приймачів районної електричної мережі

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

## 1.1 Вибір обладнання на підстанції 110 кВ

Враховуючи категорії споживачів, які є в системі, доцільно встановити два силові трансформатори на кожній підстанції. Аналіз навантаження пунктів 1, 3, 4, 5, 7, 8 говорить про доцільність установки триобмоткових силових трансформаторів з номінальною напругою 110 кВ, а для пунктів 2, 6 слід обрати двообмоткові силові трансформатори.

У режимі максимальних навантажень необхідно розрахувати повні потужності навантажень підстанцій. Для виконання цих дій спочатку розраховують реактивні потужності споживання з урахуванням встановлених значень коефіцієнту потужності. Тому порахуємо величини

Для підстанції 1, 3, 4, 5, 7, 8 присутні споживачі на середній та низькій стороні (СН та НН). Для підстанцій 2 та 6 навантаження є лише на стороні 10 кВ. При цьому пам'ятаємо про індуктивний характер реактивної потужності споживання та присвоюємо величині від'ємне значення. Значення сумарної потужності підстанцій представлено в таблиці 1.

Таблиця 1. Повні потужності підстанцій електричної мережі

Пункт	Активна потужність P, МВт		Реактивна потужність Q, МВАр		Сумарна потужність $\underline{S}$ , МВА	Модуль сумарної потужності S, МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	7	15	-2,982	-5,928	22-j8,91	23,736
2	0	8	0	-3,162	8-j3,162	8,602
3	4	7	-1,704	-2,767	11-j4,471	11,874
4	13	5	-5,538	-1,976	18-j7,514	19,505
5	12	18	-5,112	-7,114	30-j12,226	32,396
6	0	9	0	-3,557	9-j3,557	9,677
7	7	8	-2,982	-3,162	15-j6,144	16,209
8	4	9	-1,704	-3,557	13-j5,261	14,024

Знаючи модулі сумарної потужності підстанцій, розрахуємо потужності силових трансформаторів, які встановлені на них, з рахуванням тимчасового перевантаження трансформаторів. Результати розрахунків подані в табл. 2. В таблиці 3 представлено паспортні дані обраних трансформаторів на підстанціях [3].

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 2 - Силкові трансформатори на підстанціях

№ пункту	Модуль повної потужності $S$ , МВА	Розрахункова номінальна потужність $S_T$ , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	23,736	16,615	3	2хТДТН-25000/110
2	8,602	6,022	2	2хТМН-6300/110
3	11,874	8,312	3	2хТДТН-10000/110
4	19,505	13,654	3	2хТДТН-16000/110
5	32,396	22,677	3	2хТДТН-25000/110
6	9,677	6,774	2	2хТДН-10000/110
7	16,209	11,347	3	2хТДТН-16000/110
8	14,024	9,817	3	2хТДТН-10000/110

Таблиця 3 – Довідникові дані силових трансформаторів

Пункт	Тип тр-рів	$S_n$ , МВА	$u_k$ , %			$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %
			В-С	В-Н	С-Н			
1	2хТДТН-25000/110	25	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
2	2хТМН-6300/110	6,3	10,5	10,5	-	44	11,5	0,8
3	2хТДТН-10000/110	10	10,5	17	6	76	17	1,1
4	2хТДТН-16000/110	16	10,5	17	6	100	23	1
5	2хТДТН-25000/110	25	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
6	2хТДН-10000/110	10	10,5	10,5	-	60	14	0,7
7	2хТДТН-16000/110	16	10,5	17	6	100	23	1
8	2хТДТН-10000/110	10	10,5	17	6	76	17	1,1

Для подальшого розрахунку режимів роботи електричної мережі необхідно розрахувати параметри схеми заміщення силових трансформаторів. Силловий двообмотковий трансформатор має Г-подібну схему заміщення із поперечними та продольними елементами. Для 2 пункту розрахуємо втрати потужності в продольних та поперечних елементах двообмоткового трансформатора. Розрахунки виконано на основі методичних рекомендацій [1]. Результати розрахунків подані у табл. 4.

Таблиця 4 - Втрати потужності в трансформаторах

Пункт	Тип тр-рів	$U_i$			$\beta_i$			$\Delta \dot{S}_T$ , МВА
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
1	2хТДТН-25000/110	10,75	0	6,75	0,475	0,152	0,323	0,111-j1,912
2	2хТМН-6300/110	-	10,5	-	0,683	-	0,683	0,064-j0,717
3	2хТДТН-10000/110	10,75	0	6,25	0,594	0,217	0,376	0,075-j1,155
4	2хТДТН-16000/110	10,75	0	6,25	0,61	0,442	0,168	0,105-j1,655
5	2хТДТН-25000/110	10,75	0	6,75	0,648	0,261	0,387	0,151-j3,112
6	2хТДН-10000/110	-	10,5	-	0,484	-	0,484	0,06-j0,632
7	2хТДТН-16000/110	10,75	0	6,25	0,507	0,238	0,269	0,1-j1,347
8	2хТДТН-10000/110	10,75	0	6,25	0,701	0,217	0,484	0,093-j1,57

## 1.2 Попередній поточкорозподіл мережі

Розрахунок мережі виконується з врахуванням принципу однорідності. Припускають, що замкнута мережа є електрично однорідною. Це значить, що конструктив, перерізи та розташування проводів умовно однакові.

Таке припущення дозволить розрахувати орієнтовно поточкорозподіл в замкненій мережі, використовуючи лише довжини ділянок. Розрахунок розподілу потужностей виконують за відомими навантаженнями вузлових підстанцій.

Метод, обраний для розрахунку – метод контурних струмів. Відповідно до цього, виділимо в схемі контури та оберемо перемички. Перший контур складається з ділянок 0-1, 1-2, 2-3, 8-3, 4-8, 0-4; перемичка, яку ми умовно видалили – ділянка 4-8. Другий контур сформовано з ділянок 3-5, 5-7, 7-6, 6-8, 8-3; перемичка – ділянка 7-6. Умовно розімкнену схему з розподілом потужностей зображено на рисунку 2.

Розрахуємо поточкорозподіл мережі за приведеними до вищої напруги навантажень пунктів з урахуванням втрат потужності в трансформаторах. Результати приведенного навантаження представлено в таблиці 5.

Таблиця 5- Приведене навантаження пунктів

Пункт	Втрати потужності в трансформаторі	Зведене навантаження	Пункт	Втрати потужності в трансформаторі	Зведене навантаження
1	0,111-j1,912	22,111-j10,823	5	0,151-j3,112	30,151-j15,338
2	0,064-j0,717	8,064-j3,879	6	0,06-j0,632	9,06-j4,189
3	0,075-j1,155	11,075-j5,625	7	0,1-j1,347	15,1-j7,491
4	0,105-j1,655	18,105-j9,169	8	0,093-j1,57	13,093-j6,831

Система контурних рівнянь:

$$\begin{pmatrix} \dot{S}_{k1} \\ \dot{S}_{k2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_{k1} & -L_{k1-2} \\ -L_{k1-2} & L_{k2} \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} -\dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} - \dot{S}_{1-2} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} + \dot{S}_{8-3} \cdot L_{8-3} + \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} \\ -\dot{S}_{3-5} \cdot L_{3-5} - \dot{S}_{5-7} \cdot L_{5-7} - \dot{S}_{6-8} \cdot L_{6-8} - \dot{S}_{8-3} \cdot L_{8-3} \end{pmatrix}$$



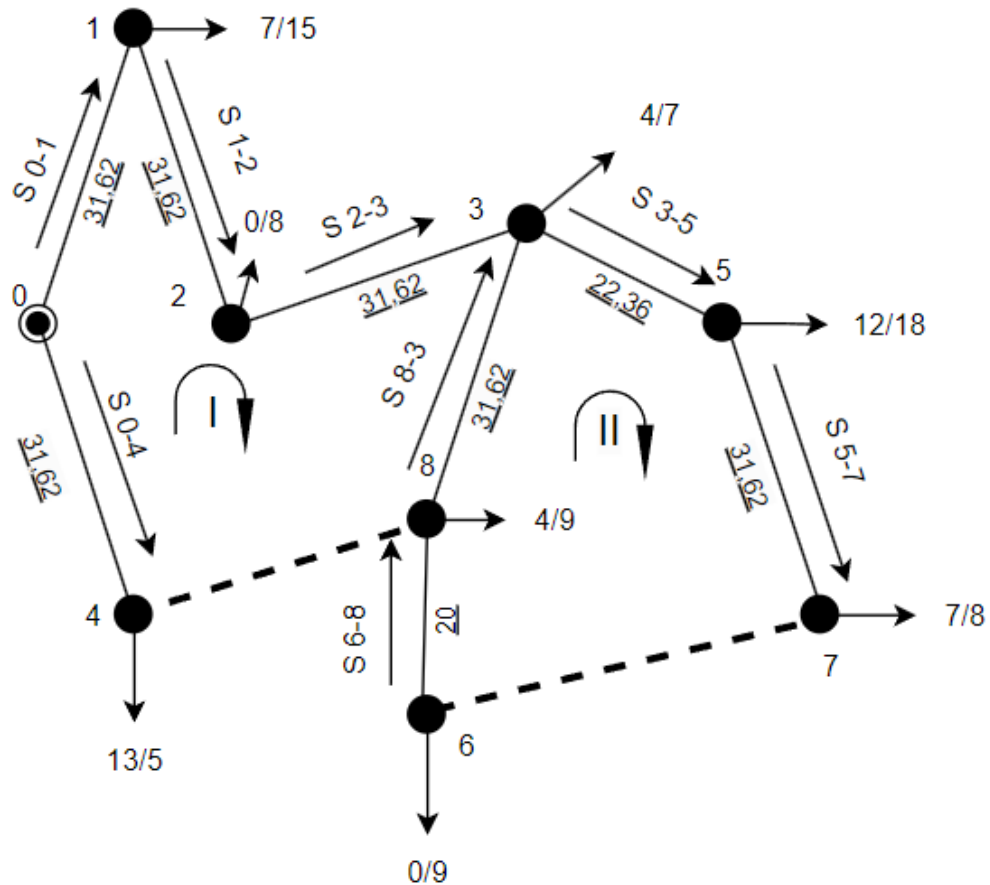


Рисунок 2 - Потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі

Після розрахунку системи рівнянь, значення контурних потужностей буде рівним:

$$\dot{S}_{k1} = -48,723 + j23,405 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{k2} = -14,632 + j7,186 \text{ МВА}.$$

Накладаючи на потекорозподіл в умовно розімкненій мережі значення зрівноважувальних потужностей контурів отримаємо результуюче значення потужностей по ділянкам схеми. Результати розрахунків наведено на рис.3.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

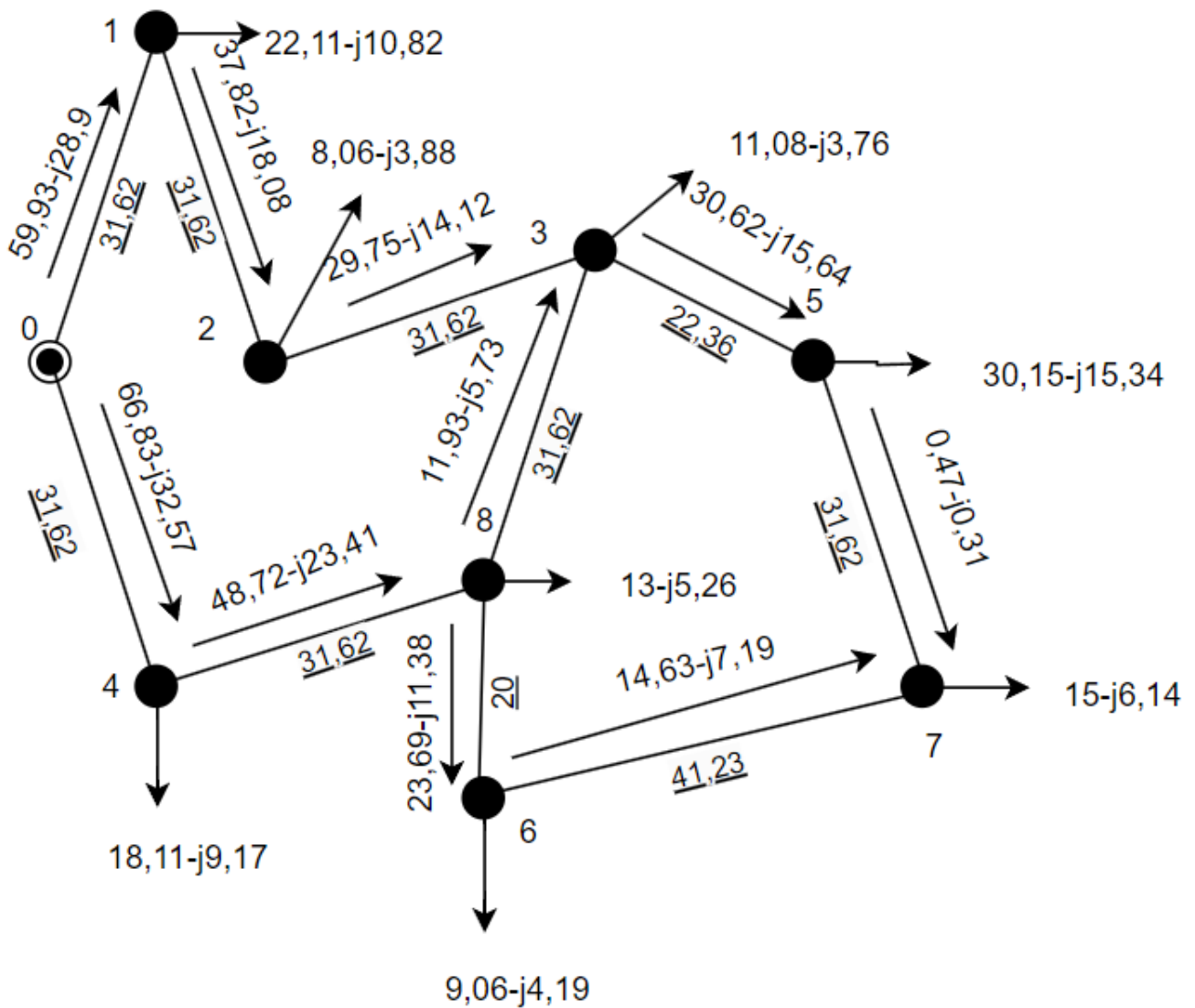


Рисунок 3 - Потокорозподіл потужностей визначений за довжинами

### 1.3 Вибір проводів ділянок

Розрахунок струмів навантаження для ділянок електричної мережі на основі розподілу потужностей в L-схемі мережі:

$$I_{0-1} = \frac{S_{p0-1}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{59,927^2 - 28,901^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 349,204 \text{ A};$$

Розрахуємо оптимальний переріз проводів ділянок електричної мережі:

Спочатку треба визначити час максимальних втрат у трансформаторах

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{MAX}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5200}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3633 \text{ год/рік}$$

де  $\rho=28,5 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$  - питомий опір алюмінію,

$C_{\text{ВХ}}=3,6 \text{ грн}/(\text{кВт}\cdot\text{год})$  - вартість кВт·год;

$H_e=1,2\%$ ; - відрахування на експлуатацію ПЛ в %

$E=10\%$ ; - Норма дисконту

$k_{\text{Пит зм}}$  – питома величина умовно змінних витрат на спорудження ПЛ, грн/(мм<sup>2</sup>·км), яку визначають за [3] у залежності від класу номінальної напруги, кількості ланцюгів і типу опор.

Оптимальне значення перерізу ПЛ 0-1 складе:

$$F_{\text{опт0-1}} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-1})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{ВХ}} \cdot 10^{-1}}{k_{\text{Пит зм}} \cdot (H_e + E)}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3 \cdot 349,204^2 \cdot 28,5 \cdot 3633 \cdot 3,6 \cdot 10^{-1}}}{1550 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)} = 886,291 \text{ мм}^2;$$

В такий самий спосіб розраховують для інших ділянок. Результати - в табл. 6.

Таблиця 6 - Результати розрахунку оптимального перерізу проводу

Ділянка	Струмове навантаження, А	Оптимальний переріз проводу, мм <sup>2</sup>
0-1	349,204	886,291
1-2	219,996	558,358
2-3	173,029	439,152
3-5	180,466	458,029
5-7	2,93	7,435
7-6	85,562	217,159
6-8	137,923	350,054
8-3	68,364	173,51
4-8	283,707	720,059
0-4	390,21	990,365

Згідно до отриманих значень перерізів (табл.6) приймемо: АС 70/11 для ділянки 5-7, АС 240/39 для ділянки 7-6, для ділянки 8-3 порівняємо вартість спорудження лінії проводом АС-240/32 та АС-120/19. Для решти ділянок виконаємо обчислення

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

дисконтованих витрат на спорудження одноланцюгових (варіант А) та дволанцюгових (варіант Б) ділянок перерізом АС-240/32. Результати подані у табл. 7.

Таблиця 7 - Результати техніко-економічного зіставлення варіантів А і Б виконання ліній

Ділянка	Виконання	З <sub>леп</sub> , тис.грн.	Обраний варіант
0-1	1×240	134732,6	1×240
	2×240	353645,838	
1-2	1×240	133654,071	1×240
	2×240	353106,574	
2-3	1×240	133383,365	1×240
	2×240	352971,221	
3-5	1×240	106042,919	2×240
	2×240	145805,256	
5-7	1×70	126926,399	1×70
7-6	1×240	161352,992	1×240
6-8	1×240	98939,477	1×240
	2×240	252556,129	
8-3	1×120	127067,623	1×240
	1×240	133012,853	
4-8	1×240	134124,689	1×240
	2×240	353341,883	
0-4	1×240	135177,243	1×240
	2×240	353868,16	

На основі виконаних підрахунків ділянки вирішено робити одноколовими, ділянка 8-3 з метою прогресії навантаження отримує більший переріз, так як економічно дорожча менше ніж на 30%, а ділянка 3-5 буде двоколовою, так як різниця в економічній частині не така велика.

#### 1.4 Розрахунок параметрів схем заміщення

##### 1.4.1 Параметри схеми заміщення ЛЕП

Згідно до попередніх розрахунків обрано перерізи ділянок. Для виконання розрахунків режимів роботи електричних мереж необхідно визначити параметри схеми заміщення ліній електропередач.

Визначимо середньгеометричну відстань між фазами ПЛ з урахуванням опори типу П-110-3У, рисунку 4

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

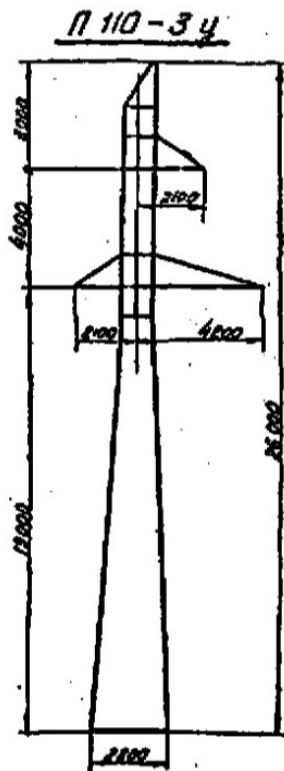


Рисунок 4 – Опора П-110-3У

Значення погонного активного опору  $r_0$  для всіх перерізів, які будемо застосовувати:

$$r_{0120} = 0,244 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0240} = 0,122 \text{ Ом/км}.$$

Відстань між фазами:

$$D_{AB} = \sqrt{(2100+2100)^2 + 4000^2} = 5800 \text{ мм}$$

$$D_{AC} = \sqrt{(4200-2100)^2 + 4000^2} = 4517,743 \text{ мм}$$

$$D_{BC} = 2100 + 4200 = 6300 \text{ мм}$$

Отже, середньгеометрична відстань складе:

$$D_{cp} = D_{AB} + D_{AC} + D_{BC} = \sqrt[3]{5800 + 4517,743 + 6300} = 5485,674 \text{ мм}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

ДП1103.141.003.ПЗ

Арк.

22

Значення погонного реактивного опору  $x_0$  для всіх перерізів, які будемо застосовувати

$$x_{0\ 120} = 0.144 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{0,5 \cdot d_{120}}\right) + 0,016\mu = 5 \cdot \lg\left(\frac{5485.674}{0,5 \cdot 15,2}\right) + 0,016 \cdot 1$$

$$= 0,428 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0\ 240} = 0.144 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{0,5 \cdot d_{240}}\right) + 0,016\mu = 5 \cdot \lg\left(\frac{5485,674}{0,5 \cdot 21,6}\right) + 0,016 \cdot 1$$

$$= 0,406 \text{ Ом/км.}$$

Значеннями погонної активної провідності:

$$g_{0\ 120} = \frac{0,05 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 4,132 \cdot 10^{-9} \text{ См/км};$$

$$g_{0\ 240} = \frac{0,07 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 5,785 \cdot 10^{-9} \text{ См/км};$$

Значення погонної ємнісної реактивної провідності  $b_0$  для всіх перерізів, які будемо застосовувати, визначимо за виразами

$$b_{0\ 120} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2D_{cp}}{0,5 \cdot d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{5485.674}{0,5 \cdot 15,2}\right)} = 2,652 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0\ 240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{D_{cp}}{0,5 \cdot d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{5485.674}{0,5 \cdot 21,6}\right)} = 2,801 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Розрахунок параметрів схем заміщення ЛЕП електричної мережі проілюструємо для ділянки 0-1 значення активного опору  $r_{л}$ , Ом, та індуктивного реактивного опору  $x_{л}$ , Ом.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$r_{л0-1} = \frac{r_{0240} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,122 \cdot 31,62}{1 \cdot 2} = 1,932 \text{ Ом};$$

$$x_{л0-1} = \frac{x_{0240} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,406 \cdot 31,62}{1 \cdot 2} = 6,413 \text{ Ом};$$

Значення активної провідності  $g_{л}$ , См

$$g_{л0-1} = k_{0-1} \cdot n_{0-1} \cdot g_{0240} \cdot l_{0-1} = 1 \cdot 2 \cdot 5,785 \cdot 10^{-6} \cdot 31,62 = 3,659 \cdot 10^{-7} \text{ См};$$

Значення ємнісної реактивної провідності  $b_{л}$ , См, для ділянки 0-1

$$b_{л0-1} = k_{0-1} \cdot n_{0-1} \cdot b_{0240} \cdot l_{0-1} = 1 \cdot 2 \cdot 2,801 \cdot 10^{-6} \cdot 31,62 = 6,163 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

Значення комплексного опору  $Z_i$ , Ом, для ділянки 0-1

$$\underline{Z}_{л0-1} = r_{л0-1} + jx_{л0-1} = 1,932 + j6,413 \text{ Ом};$$

а величина комплексних провідності  $Y_i$ , См;

$$\underline{Y}_{л0-1} = g_{л0-1} + jb_{л0-1} = 3,659 \cdot 10^{-7} + j6,163 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

Параметри схем заміщення інших ділянок схеми розраховують так само. Результати розрахунку наведені у таблиці 8.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 8 - Опори та провідності ділянок схеми

L, км	Переріз, мм <sup>2</sup>	Провідність, См			
		$g_L$ 10 <sup>-7</sup>	$b_L$ 10 <sup>-5</sup>	$Z_L$	$Y_L$ 10 <sup>-6</sup>
0-1	1×240	1,829	8,858	3,864+j12,826	0,183+j88,58
1-2	1×240	1,829	8,858	3,864+j12,826	0,183+j88,58
2-3	1×240	1,829	8,858	3,864+j12,826	0,183+j88,58
3-5	2×240	2,587	12,53	1,366+j4,535	0,259+j125,3
5-7	1×70	1,829	8,034	13,344+j14,09	0,183+j80,34
7-6	1×240	2,385	11,55	5,038+j16,724	0,239+j115,5
6-8	1×240	1,157	5,603	2,444+j8,113	0,116+j56,03
8-3	1×240	1,829	8,858	3,864+j12,826	0,183+j88,58
4-8	1×240	1,829	8,858	3,864+j12,826	0,183+j88,58
0-4	1×240	1,829	8,858	3,864+j12,826	0,183+j88,58

### 1.4.2 Параметри схем заміщення силових трансформаторів

Силові трансформатори в розрахунках представляють у вигляді схеми заміщення із продольними елементами та контуром намагнічення. Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів виконано згідно до методичних вказівок [3]. Значення параметрів блоків трансформаторів наведені у табл. 9.

Таблиця 9 – Розрахункові параметри блоків трансформаторів на підстанціях

№	Опір блоку тр-рів, Ом								Провідність блоку тр-рів, См		
	активний				реактивний				активна, $g_{бт} \cdot 10^{-6}$	реактивна, $b_{бт1} \cdot 10^{-6}$	повна, $Y_{бт} \cdot 10^{-6}$
	$r_{бт}$	$r_{бв}$	$r_{бс}$	$r_{бн}$	$x_{бт}$	$x_{бв}$	$x_{бс}$	$x_{бн}$			
1	-	2,962	2,962	2,962	-	56,867	0	35,708	2,34	-13,32	2,34-j13,32
2	14,661	-	-	-	220,417	-	-	-	0,87	-3,811	0,87-j3,811
3	-	10,051	10,051	10,051	-	142,169	0	82,656	1,285	-8,32	1,285-j8,32
4	-	5,166	5,166	5,166	-	88,855	0	51,66	1,74	-12,1	1,74-j12,1
5	-	2,962	2,962	2,962	-	56,867	0	35,708	2,34	-13,23	2,34-j13,23
6	7,935	-	-	-	138,863	-	-	-	1,06	-5,29	1,06-j5,29
7	-	5,166	5,166	5,166	-	88,855	0	51,66	1,739	-12,1	1,739-j12,1
8	-	10,051	10,051	10,051	-	142,169	0	82,656	1,29	-8,32	1,29-j8,32

### 1.5 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

Розрахуємо основний струморозподіл електромережі при максимальному навантаженні.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



Для формування розрахункової моделі мережі, визначимо еквівалентні провідності пунктів електричної мережі розраховують за співвідношенням

$$Y_1 = 0,5 \cdot (Y_{1-2} + Y_{0-1}) + Y_{6T1} = 0,5 \cdot ((3,66 \cdot 10^{-7}) + (j1,77 \cdot 10^{-4})) + (2,34 - j13,32) \cdot 10^{-6} = (4,871 + j62,11) \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Решта провідностей рахується аналогічно. Результати розрахунку подані в таблиці 10.

Таблиця 10 - Еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі

№	Еквівалентна провідність, $\underline{Y}_j \cdot 10^{-6} \text{ См}$	№	Еквівалентна провідність, $\underline{Y}_j \cdot 10^{-6} \text{ См}$
1	4,871+j62,11	5	4,909+j76,34
2	1,922+j80,96	6	2,294+j75,18
3	2,883+j134,61	7	3,689+j73,72
4	3,661+j64,38	8	2,812+j99,96

Еквівалентна провідність БП складе:

$$Y_{6П} = 0,5 \cdot (Y_{0-1} + Y_{0-4}) = 0,5 \cdot ((3,66 \cdot 10^{-7}) + (j1,77 \cdot 10^{-4})) = (0,183 + j88,58) \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Виконаємо першу ітерацію розрахунку.

Розрахуємо значення лінійних струмів пунктів за номінальною напругою.

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = U_7^{(0)} = U_8^{(0)} = 110 \text{ кВ. } U_0 = 114 \text{ кВ}$$

$$i_1^{(1)} = \frac{\dot{S}_{зв1} + \underline{Y}_1 \cdot (U_H)^2}{\hat{U}} = \frac{(22,11 - j10,82) + (4,871 + j62,11) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} = 0,202 - j0,092 \text{ кА}$$

Лінійні струми навантаження решти пунктів розраховуються аналогічно. Результати розрахунку наведені у таблиці 11.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 11 - Результати розрахунку розрахункових струмів навантаження пунктів електричної мережі

№ пункту	Лінійний струм,кА
1	0,202-j0,092
2	0,074-j0,026
3	0,101-j0,019
4	0,165-j0,076
5	0,275-j0,131
6	0,083-j0,03
7	0,138-j0,06
8	0,119-j0,051

Метод, обраний для розрахунку – метод контурних струмів. Відповідно до цього, виділимо в схемі контури та оберемо перемички. Перший контур складається з ділянок 0-1, 1-2, 2-3, 8-3, 4-8, 0-4; перемичка, яку ми умовно видалили – ділянка 4-8. Другий контур сформовано з ділянок 3-5, 5-7, 7-6, 6-8, 8-3; перемичка – ділянка 7-6.

Схему умовно розімкненої схеми з контурами та перемичками показано на рисунку 5.

Складемо систему контурних рівнянь для суміщеного струморозподілу в умовно розімкненій схемі мережі та зрівняльних струмів:

Оскільки шість ділянок мають однакові опори, то можна власні опори контурів записати:

$$\underline{Z}_{кI} = \underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{8-3} + \underline{Z}_{4-8} + \underline{Z}_{0-4} = (3,864 + j12,826) \cdot 6 = 23,184 + j76,957 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_{кII} = \underline{Z}_{3-5} + \underline{Z}_{5-7} + \underline{Z}_{7-6} + \underline{Z}_{8-3} + \underline{Z}_{6-8} = 26,056 + j56,288 \text{ Ом}$$

Взаємні опори контурів:

$$\underline{Z}_{кI\_II} = \underline{Z}_{8-3} = 3,864 + j12,826$$

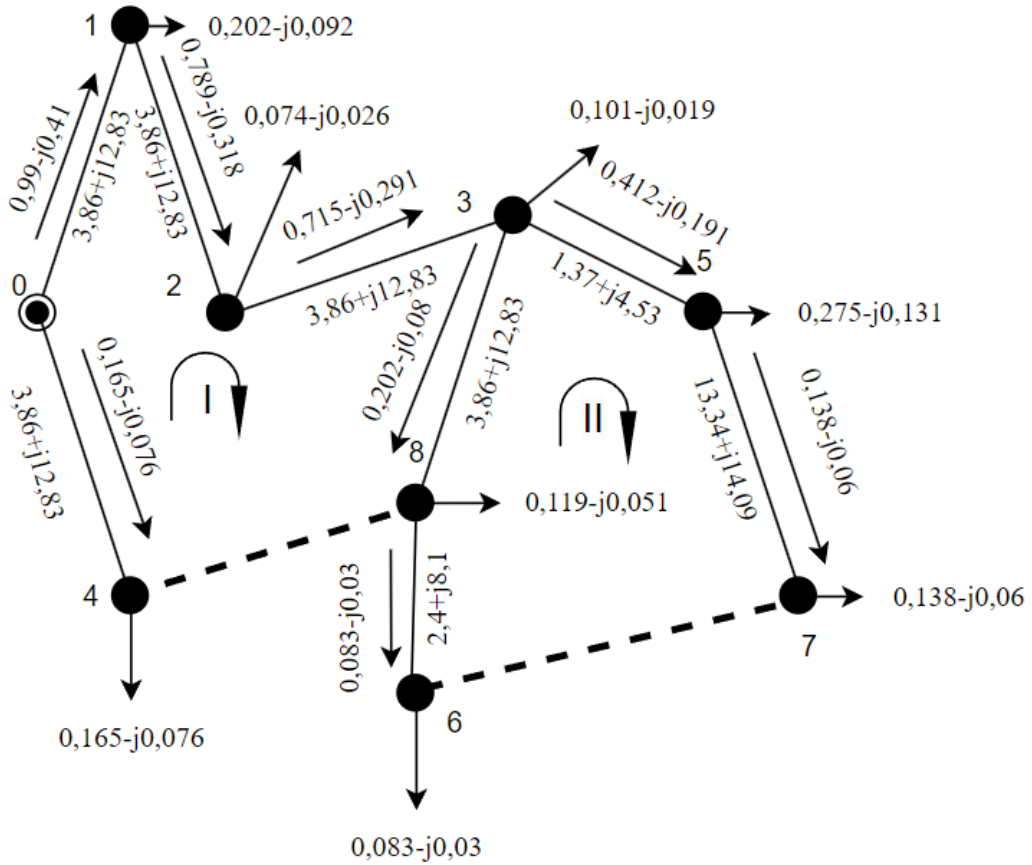


Рисунок 5 - Схематичне зображення струморозподілу в умовно розімкненій схемі

$$\begin{pmatrix} \dot{I}_{k1} \\ \dot{I}_{k2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Z_{k1} & -Z_{k1-2} \\ -Z_{k1-2} & Z_{k2} \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} -\dot{I}_{0-1} \cdot Z_{0-1} - \dot{I}_{1-2} \cdot Z_{1-2} - \dot{I}_{2-3} \cdot Z_{2-3} + \dot{I}_{8-3} \cdot Z_{8-3} + \dot{I}_{0-4} \cdot Z_{0-4} \\ -\dot{I}_{3-5} \cdot Z_{3-5} - \dot{I}_{5-7} \cdot Z_{5-7} - \dot{I}_{6-8} \cdot Z_{6-8} - \dot{I}_{8-3} \cdot Z_{8-3} \end{pmatrix}$$

Визначимо результуючий струморозподіл в замкненій мережі:

$$\dot{I}_{p4-8}^{(1)} = -\dot{I}_{k1} = 0,44-j0,179 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{p7-6}^{(1)} = \dot{I}_{k2} = -0,11+j0,053 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{p0-4}^{(1)} = \dot{I}_{0-4}^{(1)} - \dot{I}_{k3} = 0,605-j0,256 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{p0-1}^{(1)} = \dot{I}_{0-1}^{(1)} + \dot{I}_{k1} = 0,55-j0,23 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{p1-2}^{(1)} = \dot{I}_{1-2}^{(1)} + \dot{I}_{k1} = 0,349-j0,138 \text{ кА};$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

$$\dot{i}_{p2-3}^{(1)} = \dot{i}_{2-3}^{(1)} + \dot{i}_{k1} = 0,275-j0,112 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_{p3-5}^{(1)} = \dot{i}_{3-5}^{(1)} + \dot{i}_{k2} = 0,302-j0,138 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_{p5-7}^{(1)} = \dot{i}_{p5-7}^{(1)} + \dot{i}_{k2} = 0,027-j0,007 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_{p6-8}^{(1)} = \dot{i}_{6-8}^{(1)} + \dot{i}_{k2} = -0,193 + j0,083 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_{p8-3}^{(1)} = \dot{i}_{8-3}^{(1)} + \dot{i}_{k2} - \dot{i}_{k1} = 0,128-j0,045 \text{ кА};$$

Розраховуємо режим напруги у пунктах мережі на основі струморозподілу та згідно до закону Ома:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1)} &= \dot{U}_{\text{БП}} - \dot{i}_{p0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 114 - (0,55-j0,23) \cdot (3,864 + j12,826) = \\ &= 108,926-j6,167 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Рівні напруг для інших пунктів розраховуємо аналогічно. Результати подані в табл.12.

Розраховуємо значення сумарних втрат потужності в елементах електричної мережі на першій ітерації:

$$\dot{S}_{p0-1}^{(1)} = \dot{i}_{p0-1}^{(1)} \cdot \hat{U}_{\text{БП}} = (0,55-j0,23) \cdot 114 = 62,707-j26,211 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{p0-4}^{(1)} = \dot{i}_{p0-4}^{(1)} \cdot \hat{U}_{\text{БП}} = (0,605-j0,256) \cdot 114 = 68,998-j29,132 \text{ МВА}$$

Тоді величина втрат потужності на першій ітерації розрахунку буде:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{p0-6}^{(1)} + \dot{S}_{p0-5}^{(1)} + \underline{Y}_{\text{БП}} \cdot U_{\text{БП}}^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 + \dot{S}_7 + \dot{S}_8) = \\ &= 5,707-j2,947 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Виконуємо ітераційний розрахунок поки зміни сумарних втрат потужності не стануть менше 2%.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\delta S_{\text{сум}}^{(n)} = \left| \frac{\Delta \dot{S}_{\text{сум}}^{(n)} - \Delta \dot{S}_{\text{сум}}^{(n-1)}}{\Delta S_{\text{сум}}^{(n-1)}} \right| \cdot 100\%$$

Результати виконання ітераційного розрахунку режиму максимальних навантажень наведені у табл. 12 та 13

Таблиця 12 - Результати ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях

Пункт	Ітерація	Лінійні струми пункту $I_i, \text{kA}$	Напруга пункту $U_i, \text{kV}$
1	1	0,202-j0,092	108,926-j6,167
	2	0,198-j0,104	108,053-j5,818
	3	0,2-j0,104	107,956-j5,942
	4	0,2-j0,105	107,929-j5,935
	5	0,2-j0,105	107,925-j5,939
2	1	0,074-j0,026	105,804-j10,102
	2	0,073-j0,035	104,201-j9,503
	3	0,074-j0,036	104,02-j9,727
	4	0,074-j0,036	103,969-j9,714
	5	0,074-j0,036	103,963-j9,72
3	1	0,101-j0,019	103,305-j13,197
	2	0,103-j0,035	101,08-j12,385
	3	0,105-j0,036	100,826-j12,695
	4	0,106-j0,037	100,756-j12,677
	5	0,106-j0,037	100,747-j12,686
4	1	0,165-j0,076	108,384-j6,776
	2	0,162-j0,088	107,339-j6,37
	3	0,164-j0,088	107,22-j6,517
	4	0,164-j0,089	107,187-j6,508
	5	0,164-j0,089	107,183-j6,513
5	1	0,275-j0,131	102,266-j14,378
	2	0,27-j0,18	99,8-j13,474
	3	0,278-j0,183	99,517-j13,819
	4	0,278-j0,185	99,44-j13,798
	5	0,278-j0,185	99,43-j13,808
6	1	0,083-j0,03	103,241-j13,092
	2	0,082-j0,043	101,02-j12,264
	3	0,085-j0,044	100,763-j12,573
	4	0,085-j0,044	100,693-j12,554
	5	0,085-j0,044	100,684-j12,563
7	1	0,138-j0,06	101,8-j14,669
	2	0,136-j0,086	99,25-j13,705
	3	0,14-j0,087	98,951-j14,059
	4	0,14-j0,088	98,871-j14,036
	5	0,141-j0,088	98,861-j14,047
8	1	0,119-j0,051	104,383-j11,73
	2	0,118-j0,068	102,43-j11,001
	3	0,121-j0,069	102,205-j11,273
	4	0,121-j0,07	102,144-j11,257
	5	0,121-j0,07	102,136-j11,265

Таблиця 13 - Результати ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях для ділянок

Ділянка	Ітерація	Результуючий поточкорозподіл $I_{рі,кА}$	Ділянка	Ітерація	Результуючий поточкорозподіл $I_{рі,кА}$
0-1	1	0,55-j0,23	7-6	1	-0,11+j0,053
	2	0,544-j0,3		2	-0,108+j0,073
	3	0,555-j0,304		3	-0,111+j0,075
	4	0,555-j0,306		4	-0,111+j0,075
	5	0,555-j0,306		5	-0,111+j0,075
1-2	1	0,349-j0,138	6-8	1	-0,193+j0,083
	2	0,346-j0,196		2	-0,191+j0,116
	3	0,355-j0,2		3	-0,196+j0,119
	4	0,355-j0,202		4	-0,196+j0,12
	5	0,356-j0,202		5	-0,196+j0,12
2-3	1	0,275-j0,112	8-3	1	0,128-j0,045
	2	0,273-j0,161		2	0,128-j0,067
	3	0,281-j0,164		3	0,131-j0,068
	4	0,281-j0,166		4	0,131-j0,069
	5	0,281-j0,166		5	0,131-j0,069
3-5	1	0,302-j0,138	4-8	1	0,44-j0,179
	2	0,298-j0,192		2	0,437-j0,251
	3	0,307-j0,196		3	0,448-j0,256
	4	0,307-j0,198		4	0,448-j0,258
	5	0,307-j0,198		5	0,448-j0,258
5-7	1	0,027-j0,007	0-4	1	0,605-j0,256
	2	0,028-j0,012		2	0,599-j0,339
	3	0,029-j0,013		3	0,612-j0,344
	4	0,029-j0,013		4	0,612-j0,347
	5	0,029-j0,013		5	0,612-j0,347

Виконаємо перевірку допустимого струмового завантаження і рівнів напруги в мережі для розглянутого максимального рівня навантажень.

$$I_{\phi(0-1)} = \frac{I_{p0-1}}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{0,555^2 + 0,306^2}}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 = 366,143 \text{ А}$$

Струмове навантаження решти ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунку наведені у табл.14

Таблиця 14 - Струмове навантаження ділянок схеми

Ділянка	0-1	1-2	2-3	3-5	5-7	7-6	6-8	8-3	4-8	0-4
$I_{\phi}, \text{А}$	366,14	236,1	188,54	210,95	18,36	77,71	132,71	85,65	298,79	406,33

					ДП1103.141.003.ПЗ					Арк.
										31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата						

Згідно [3] допустимий струм для перерізу АС-70/11 та АС-240/32 складає:

$$I_{\text{доп 240}} = 610 \text{ А}; I_{\text{доп 70}} = 265 \text{ А}$$

Таким чином, аналізуючи отримані значення модулів фазних напруг та допустимий струм для відповідних переріз, робимо висновок, що умова  $I_{\phi} < I_{\text{переріз}(i-i)}$  виконується для всіх ділянок мережі.

Всі розраховані параметри режиму максимальних навантажень показані на рисунку 6.

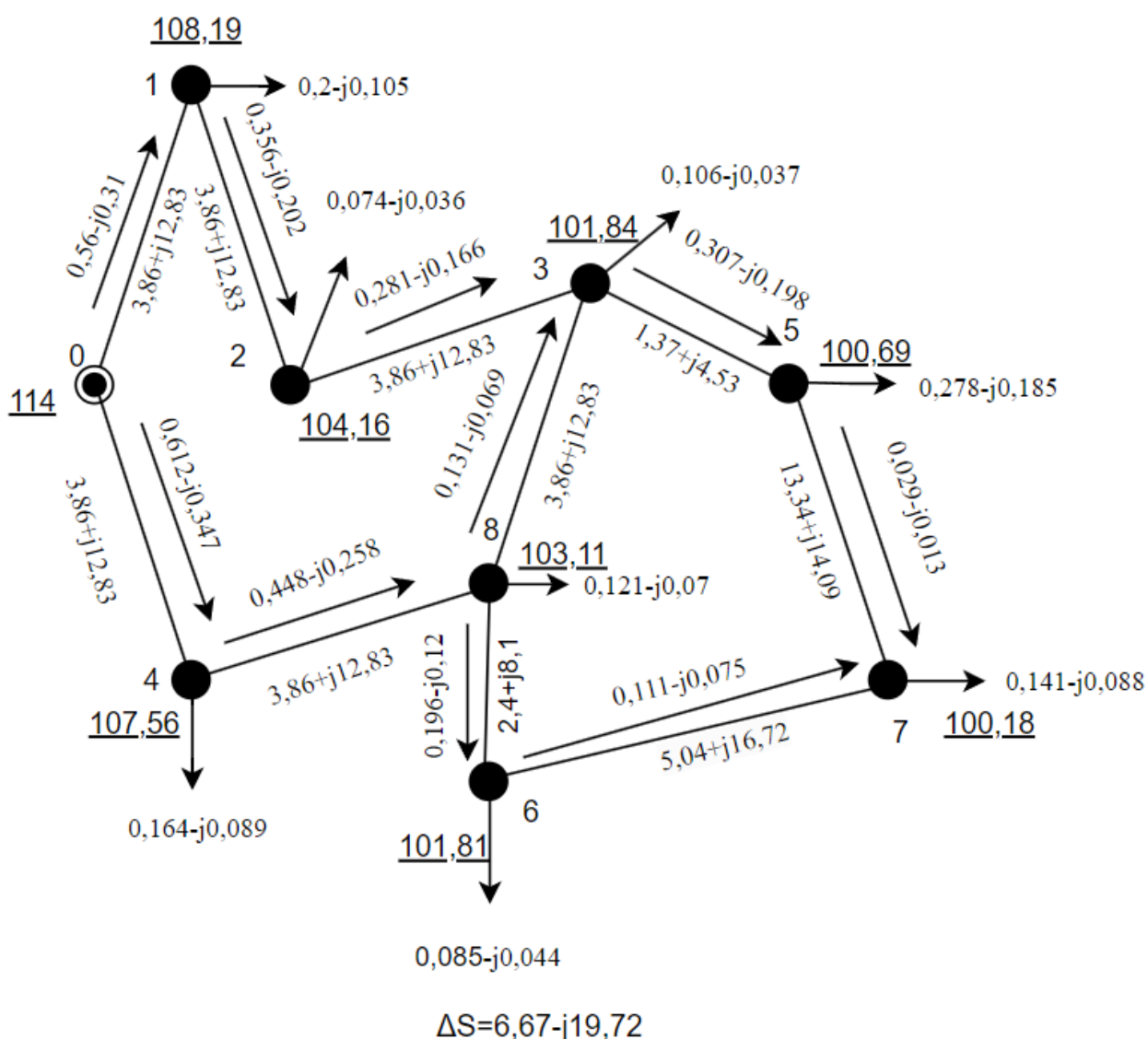


Рисунок 6 – Параметри режиму максимальних навантажень

### 1.6 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Виконаємо розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі, розглядаючи за останній стан мережі при відключенні найбільш завантаженої її ділянки. Аналіз

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

параметрів режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях показує, що найбільш завантаженою є ділянка 0-4. Розрахуємо параметри режиму роботи мережі за умови аварійного відключення ділянки 0-4.

Необхідно відзначити, що у порівнянні з режимом максимальних навантажень у розрахунковій схемі після аварійного режиму змінюються значення еквівалентних провідностей пунктів, які пов'язувала відключена ділянка 0-4.

Значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі беремо з режиму максимальних навантажень.

Розрахунок здійснимо за методом контурних рівнянь. Відповідно до останнього, здійснимо вибір контурів і перемичок у схемі мережі. До контуру входять ділянки 3-5, 5-7, 7-6, 6-8, 8-3; за перемичку для даного контуру прийнята умовно вилучена ділянка 7-6.

Схему умовно розімкненої схеми з контурами та перемичками показано на рисунку 7.

Розрахунок аналогічний режиму максимальних навантажень, тому результати подані в табл. 15 та 16.

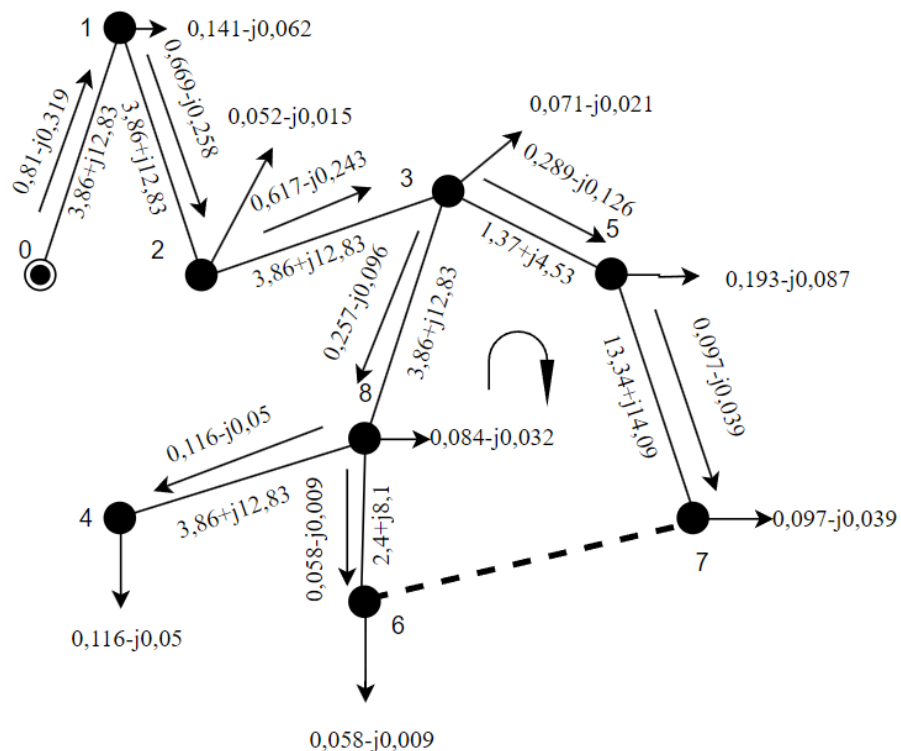


Рисунок 7 - Схематичне зображення струморозподілу в умовно розімкненій схемі

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



Таблиця 15 - Результати ітераційного розрахунку післяаварійного режиму роботи електричної мережі для пунктів

Пункт	Ітерація	Лінійні струми пункту $\dot{I}_i, \text{kA}$	Напруга пункту $\dot{U}_i, \text{kV}$
1	1	0,141-j0,057	112,417-j4,589
	2	0,136-j0,061	111,349-j4,083
	...		
	6	0,138-j0,061	110,935-j4,326
2	1	0,052-j0,015	106,526-j12,172
	2	0,051-j0,022	103,348-j10,738
	...		
	6	0,053-j0,023	102,126-j11,448
3	1	0,071-j0,021	101,024-j19,151
	2	0,07-j0,038	95,821-j16,827
	...		
	6	0,075-j0,043	93,818-j17,982
4	1	0,116-j0,055	97,53-j23,066
	2	0,11-j0,088	91,096-j20,114
	...		
	6	0,12-j0,098	88,587-j21,524
5	1	0,193-j0,087	100,099-j20,392
	2	0,184-j0,135	94,548-j17,929
	...		
	6	0,198-j0,147	92,419-j19,168
6	1	0,058-j0,009	98,385-j22,058
	2	0,059-j0,025	92,272-j19,256
	...		
	6	0,064-j0,029	89,888-j20,585
7	1	0,097-j0,039	98,228-j21,682
	2	0,094-j0,066	92,213-j18,825
	...		
	6	0,102-j0,074	89,839-j20,111
8	1	0,084-j0,032	98,679-j21,793
	2	0,081-j0,055	92,649-j19,048
	...		
	6	0,088-j0,062	90,304-j20,367

Таблиця 16 - Результати ітераційного розрахунку післяаварійного режиму роботи електричної мережі для ділянок.

Ділянка	Ітерація	Результуючий поточкорозподіл $\dot{I}_{pi}, \text{kA}$	Ділянка	Ітерація	Результуючий поточкорозподіл $\dot{I}_{pi}, \text{kA}$
1	2	3	4	5	6
0-1	1	0,81-j0,315	7-6	1	0,018+j0,015
	2	0,784-j0,489		2	0,023+j0,01
	...			...	
	6	0,837-j0,538		6	0,025+j0,01

Продовження таблиці 16

1	2	3	4	5	6
1-2	1	0,669-j0,258	6-8	1	0,04-j0,024
	2	0,648-j0,429		2	0,036-j0,036
	...			...	
	6	0,699-j0,476		6	0,039-j0,04
2-3	1	0,617-j0,243	8-3	1	0,239-j0,111
	2	0,597-j0,407		2	0,227-j0,179
	...			...	
	6	0,646-j0,453		6	0,246-j0,2
3-5	1	0,307-j0,112	4-8	1	0,116-j0,055
	2	0,3-j0,19		2	0,11-j0,088
	...			...	
	6	0,325-j0,211		6	0,12-j0,098
5-7	1	0,115-j0,024			
	2	0,116-j0,056			
	...				
	6	0,127-j0,063			

Після виконання рохрахунків, ми бачимо, що напруги занизькі і є потреба в додатковій провідності, тому робимо ділянку 0-1 дволанцюговою. При цьому, опір ділянки зменшується удвічі. Рахуємо післяаварійний режим, враховуючи це.

Режим рахується повністю аналогічно, тому показуємо значення струмів та напруг в табл. 17 та 18.

Таблиця 17 - Результати ітераційного розрахунку післяаварійного режиму роботи електричної мережі для пунктів

№	Ітерація	Лінійні струми пункту $\dot{I}_i, \text{kA}$	Напруга пункту $\dot{U}_i, \text{kV}$	№	Ітерація	Лінійні струми пункту $\dot{I}_i, \text{kA}$	Напруга пункту $\dot{U}_i, \text{kV}$
1	1	0,141-j0,057	112,417-j4,589	5	1	0,193-j0,087	100,099-j20,392
	2	0,136-j0,061	111,349-j4,083		2	0,184-j0,135	94,548-j17,929
	...				...		
	6	0,138-j0,061	110,935-j4,326		6	0,198-j0,147	92,419-j19,168
2	1	0,052-j0,015	106,526-j12,172	6	1	0,058-j0,009	98,385-j22,058
	2	0,051-j0,022	103,348-j10,738		2	0,059-j0,025	92,272-j19,256
	...				...		
	6	0,053-j0,023	102,126-j11,448		6	0,064-j0,029	89,888-j20,585
3	1	0,071-j0,021	101,024-j19,151	7	1	0,097-j0,039	98,228-j21,682
	2	0,07-j0,038	95,821-j16,827		2	0,094-j0,066	92,213-j18,825
	...				...		
	6	0,075-j0,043	93,818-j17,982		6	0,102-j0,074	89,839-j20,111
4	1	0,116-j0,055	97,53-j23,066	8	1	0,084-j0,032	98,679-j21,793
	2	0,11-j0,088	91,096-j20,114		2	0,081-j0,055	92,649-j19,048
	...				...		
	6	0,12-j0,098	88,587-j21,524		6	0,088-j0,062	90,304-j20,367

Таблиця 18 - Результати ітераційного розрахунку післяаварійного режиму роботи електричної мережі для ділянок.

Ділянка	Ітерація	Результуючий поточкороз-поділ $\dot{I}_{pi,KA}$
0-1	1	0,81-j0,315
	2	0,784-j0,489
	...	
	6	0,837-j0,538
1-2	1	0,669-j0,258
	2	0,648-j0,429
	...	
	6	0,699-j0,476
2-3	1	0,617-j0,243
	2	0,597-j0,407
	...	
	6	0,646-j0,453
3-5	1	0,307-j0,112
	2	0,3-j0,19
	...	
	6	0,325-j0,211
5-7	1	0,115-j0,024
	2	0,116-j0,056
	...	
	6	0,127-j0,063
7-6	1	0,018+j0,015
	2	0,023+j0,01
	...	
	6	0,025+j0,01
6-8	1	0,04-j0,024
	2	0,036-j0,036
	...	
	6	0,039-j0,04
8-3	1	0,239-j0,111
	2	0,227-j0,179
	...	
	6	0,246-j0,2
4-8	1	0,116-j0,055
	2	0,11-j0,088
	...	
	6	0,12-j0,098

Після виконання рохрахунків, ми бачимо, що напруги все ще занижкі і, тому робимо ділянку 1-2 також дволанцюговою. При цьому, опір ділянки зменшується удвічі, а провідність, відповідно, збільшується. Рахуємо післяаварійний режим, враховуючи це.

Режим рахується повністю аналогічно, тому показуємо значення струмів та напруг в табл. 19 та 20.

Таблиця 19 - Результати ітераційного розрахунку післяаварійного режиму роботи електричної мережі для пунктів.

Пункт	Ітерація	Лінійні струми пункту $I_i, \text{kA}$	Напруга пункту $U_i, \text{kV}$
1	1	0,141-j0,052	112,48-j4,608
	2	0,136-j0,056	111,652-j4,199
	...		
	6	0,137-j0,056	111,451-j4,357
2	1	0,052-j0,01	109,565-j8,409
	2	0,051-j0,014	107,924-j7,632
	...		
	6	0,052-j0,015	107,527-j7,941
3	1	0,071-j0,021	104,064-j15,388
	2	0,07-j0,033	100,841-j13,903
	...		
	6	0,073-j0,036	100,066-j14,504
4	1	0,116-j0,055	100,569-j19,303
	2	0,111-j0,081	96,368-j17,318
	...		
	6	0,117-j0,086	95,341-j18,095
5	1	0,193-j0,087	103,138-j16,629
	2	0,185-j0,124	99,645-j15,034
	...		
	6	0,194-j0,129	98,81-j15,688
6	1	0,058-j0,009	101,424-j18,295
	2	0,059-j0,022	97,483-j16,431
	...		
	6	0,062-j0,024	96,517-j17,153
7	1	0,097-j0,039	101,267-j17,919
	2	0,094-j0,06	97,406-j16,011
	...		
	6	0,099-j0,064	96,443-j16,71
8	1	0,084-j0,032	101,718-j18,03
	2	0,082-j0,05	97,841-j16,211
	...		
	6	0,086-j0,054	96,895-j16,925

Таблиця 20 - Результати ітераційного розрахунку післяаварійного режиму роботи електричної мережі для ділянок

Ділянка	Ітерація	Результуючий поточкорозподіл $I_{pi}, \text{kA}$	Ділянка	Ітерація	Результуючий поточкорозподіл $I_{pi}, \text{kA}$
0-1	1	0,81-j0,305	7-6	1	0,018+j0,015
	2	0,787-j0,441		2	0,022+j0,011

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Продовження таблиці 20

	...			...	
	6	0,819-j0,463		6	0,023+j0,011
1-2	1	0,669-j0,253	6-8	1	0,04-j0,024
	2	0,651-j0,385		2	0,037-j0,033
	...			...	
	6	0,681-j0,407		6	0,039-j0,035
2-3	1	0,617-j0,243	8-3	1	0,239-j0,111
	2	0,601-j0,371		2	0,23-j0,165
	...			...	
	6	0,63-j0,392		6	0,241-j0,174
3-5	1	0,307-j0,112	4-8	1	0,116-j0,055
	2	0,301-j0,173		2	0,111-j0,081
	...			...	
	6	0,316-j0,182		6	0,117-j0,086
5-7	1	0,115-j0,024			
	2	0,116-j0,049			
	...				
	6	0,122-j0,052			

Виконаємо перевірку допустимого струмового завантаження і рівнів напруги в мережі для розглянутого максимального рівня навантажень.

$$I_{\phi(0-1)} = \frac{I_{p0-6}}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{0,819^2 + 0,463^2}}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 = 542,987 \text{ А}$$

Струмове навантаження решти ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунку наведені у табл. 21.

Таблиця 21- Струмове навантаження ділянок схеми

Ді- ля- нка	0-1	1-2	2-3	3-5	5-7	7-6	6-8	8-3	4-8
$I_{\phi}, \text{ А}$	542,99	458,11	428,27	210,36	76,698	14,859	90,76	61,427	203,629

Згідно [3] допустимий струм для перерізу АС-70/11 та АС-240/32 складає:

$$I_{\text{доп } 240} = 610 \text{ А}; I_{\text{доп } 70} = 265 \text{ А}$$

Таким чином, аналізуючи отримані значення модулів фазних напруг та допустимий струм для відповідних переріз, робимо висновок, що умова  $I_{\phi} < I_{\text{переріз}(i-i)}$  виконується для всіх ділянок мережі.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Всі розраховані параметри післяаварійного режиму показані на рисунку 8.

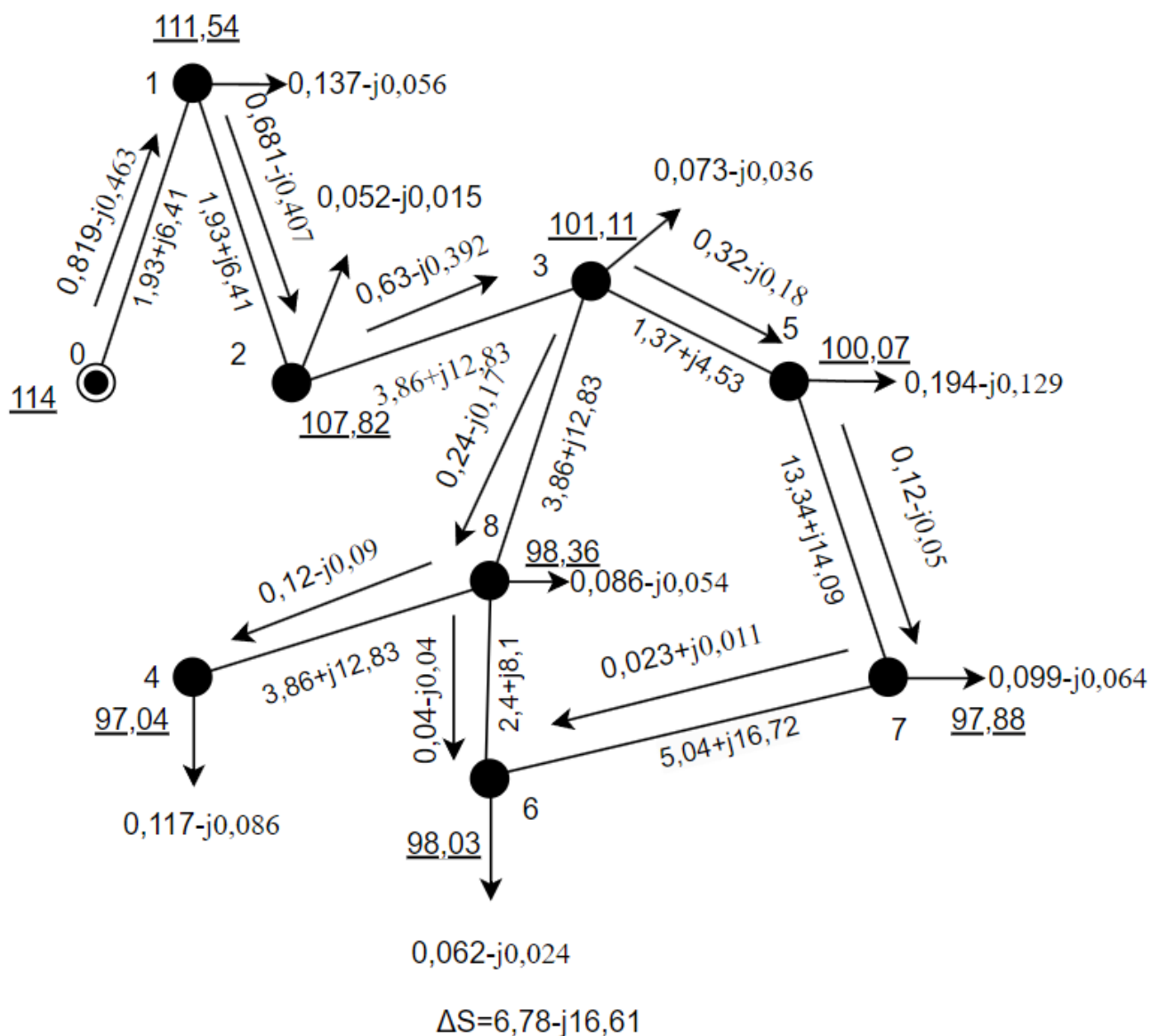


Рисунок 8 – Параметри післяаварійного режиму роботи мережі

### 1.7 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при мінімальних навантаженнях

Виконаємо розрахунок режиму роботи мережі при мінімальних навантаженнях. Необхідно відзначити, що у порівнянні з режимом максимальних навантажень у розрахунковій схемі режиму мінімальних навантажень зменшуються значення зведених навантажень на 30% (табл.22)

Таблиця 22 - Зведене навантаження пунктів з урахуванням зниження навантаження споживачів

Пункт	$S_{min}$	Пункт	$S_{min}$
1	15,4-j6,237	5	21-j8,558
2	5,6-j2,213	6	6,3-j2,49
3	7,7-j3,129	7	10,5-j4,301
4	12,6-j5,26	8	9,1-j3,683

Перевіримо можливість відключення на кожній з підстанцій одного з двох паралельно працюючих трансформаторів.

Критична потужність трансформаторів, наприклад для пункту 2 складає:

$$S_{кр2} = \frac{4 \cdot \Delta P_{xx2}}{\Delta P_{кз2}} \cdot S_{T2}^2 = \frac{4 \cdot 11,5}{44} \cdot 6,3^2 = 37,907 \text{ МВА}^2$$

Оскільки  $S_2 > S_{кр2}$ , ми залишаємо ввімкненими обидва трансформатори. Розрахунок можливості відключення одного із трансформаторів на підстанції в режимі мінімальних навантажень наведено в табл. 23.

Таблиця 23 - Вибір кількості ввімкнених трансформаторів

Номер пункту	Модулі потужностей, МВА			Сума квадратів модулів $S_i$ , МВА	Критична потужність $S_{кри}$ , МВА	Кількість ввімкнених тр-рів
	ВН	СН	НН			
1	-	-	-	16,615	11,057	2
2	6,022	0	6,022	72,517	37,907	2
3	-	-	-	8,312	5,559	2
4	-	-	-	13,654	9,26	2
5	-	-	-	22,677	15,091	2
6	6,774	0	6,774	91,779	42,83	2
7	-	-	-	11,347	7,696	2
8	-	-	-	9,817	6,566	2

Виконаємо розрахунок режиму мінімальних навантажень. Результати виконання ітераційного розрахунку наведені у табл. 24.

Таблиця 24 - Результати ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі при мінімальних навантаженнях

Пункт	Ітера-ція	Лінійні струми пункту $\dot{I}_i, \text{кА}$	Напруга пункту $U_i, \text{кВ}$	Ділянка	Ітера-ція	Результуючий струм розподіл $\dot{I}_i, \text{кА}$
1	1	0,141-j0,062	106,58-j4,366	0-1	1	0,386-j0,15
	2	0,143-j0,07	106,02-j4,303		2	0,393-j0,192
	3	0,144-j0,07	105,969-j4,347		3	0,398-j0,195
	4	0,144-j0,07	105,96-j4,347		4	0,398-j0,195
	5	0,144-j0,07	105,959-j4,348		5	0,398-j0,195
2	1	0,052-j0,015	104,496-j7,156	1-2	1	0,244-j0,089
	2	0,053-j0,02	103,488-j7,041		2	0,25-j0,122
	3	0,053-j0,02	103,394-j7,121		3	0,254-j0,124
	4	0,053-j0,021	103,378-j7,121		4	0,254-j0,125
	5	0,053-j0,021	103,377-j7,122		5	0,254-j0,125
3	1	0,071-j0,021	102,802-j9,343	2-3	1	0,193-j0,074
	2	0,073-j0,031	101,42-j9,18		2	0,197-j0,102
	3	0,074-j0,031	101,289-j9,29		3	0,2-j0,104
	4	0,074-j0,032	101,267-j9,29		4	0,201-j0,104
	5	0,074-j0,032	101,264-j9,292		5	0,201-j0,104
4	1	0,116-j0,05	106,255-j4,812	3-5	1	0,211-j0,088
	2	0,117-j0,057	105,595-j4,736		2	0,216-j0,118
	3	0,118-j0,058	105,534-j4,788		3	0,219-j0,12
	4	0,118-j0,058	105,523-j4,788		4	0,219-j0,121
	5	0,118-j0,058	105,522-j4,789		5	0,219-j0,121
5	1	0,193-j0,087	102,114-j10,18	5-7	1	0,019-j0,001
	2	0,196-j0,115	100,588-j9,997		2	0,02-j0,004
	3	0,199-j0,117	100,443-j10,119		3	0,02-j0,004
	4	0,199-j0,117	100,419-j10,119		4	0,02-j0,004
	5	0,199-j0,117	100,416-j10,121		5	0,02-j0,004
6	1	0,058-j0,009	102,879-j9,318	7-6	1	-0,078+j0,038
	2	0,06-j0,017	101,5-j9,158		2	-0,079+j0,05
	3	0,061-j0,017	101,37-j9,268		3	-0,08+j0,051
	4	0,061-j0,017	101,348-j9,268		4	-0,08+j0,051
	5	0,061-j0,017	101,346-j9,269		5	-0,08+j0,051
7	1	0,097-j0,039	101,849-j10,429	6-8	1	-0,136+j0,047
	2	0,099-j0,054	100,27-j10,227		2	-0,139+j0,066
	3	0,1-j0,055	100,118-j10,352		3	-0,141+j0,068
	4	0,1-j0,055	100,093-j10,352		4	-0,141+j0,068
	5	0,1-j0,055	100,09-j10,353		5	-0,141+j0,068
8	1	0,084-j0,032	103,596-j8,332	8-3	1	0,089-j0,035
	2	0,085-j0,042	102,379-j8,19		2	0,091-j0,047
	3	0,086-j0,043	102,264-j8,287		3	0,093-j0,048
	4	0,087-j0,043	102,244-j8,287		4	0,093-j0,048
	5	0,087-j0,043	102,242-j8,288		5	0,093-j0,048
				4-8	1	0,309-j0,114
					2	0,316-j0,155
					3	0,32-j0,158
					4	0,321-j0,159

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

ДП1103.141.003.ПЗ



					5	0,321-j0,159
				0-4	1	0,425-j0,164
					2	0,433-j0,213
Продовження таблиці 24						
				0-4	3	0,438-j0,216
					4	0,439-j0,217
					5	0,439-j0,217

Виконаємо перевірку допустимого струмового завантаження і рівнів напруги в мережі при мінімальному навантаженні (табл.25).

Таблиця 25 - Струмове навантаження ділянок схеми

Ді- ля- нка	0-1	1-2	2-3	3-5	5-7	7-6	6-8	8-3	4-8	0-4
$I_{\phi}$ , А	255,829	163,36	130,499	144,605	11,914	54,827	90,581	60,391	206,702	282,579

Таким чином, аналізуючи отримані значення модулів фазних напруг та допустимий струм для відповідних переріз [3], робимо висновок, що умова  $I_{\phi} < I_{\text{переріз}(i-i)}$  виконується для всіх ділянок мережі.

Всі розраховані параметри режиму мінімальних навантажень показані на рисунку 9.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

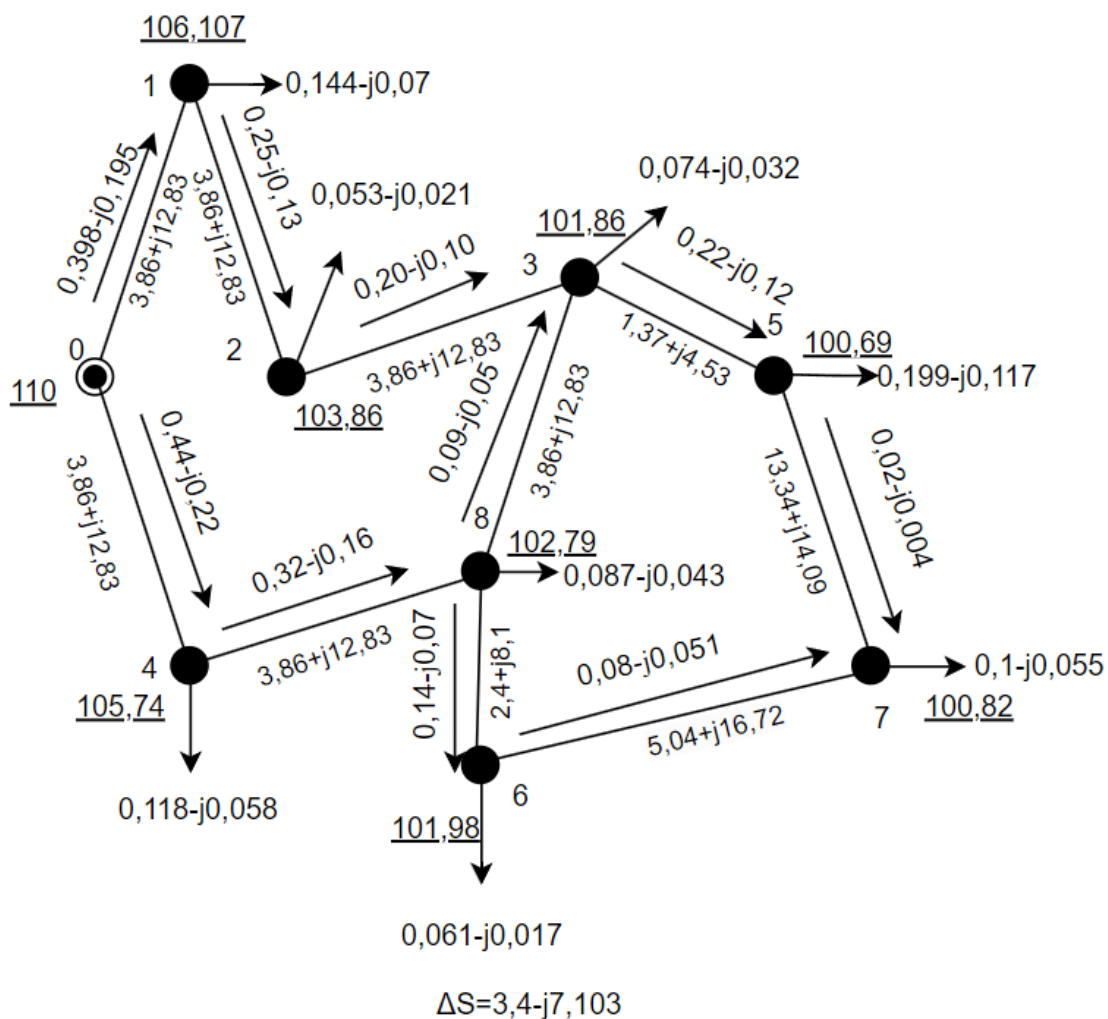


Рисунок 9 – Параметри режиму мінімальних навантажень

### 1.8. Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій

З метою підтримання бажаного рівня напруги у споживачів на середній та низькій напрузі застосовують ПБЗ та РПН трансформаторів відповідно. Здійснимо вибір номерів регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій схеми згідно до положень, що представлені в [3] для розглянутих варіантів режимів мережі. Результати розрахунку наведені у табл.26; 27; 28.

Таблиця 26 - Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій у режимі максимальних навантажень електричної мережі

Пункт	Зведена напруга на шинах СН	Зведена напруга на шинх НН	$N_{РПН i}$	$N_{ПБЗ i}$	Дійсна напруга на шинах НН	Дійсна напруга на шинах СН
1	104,981-j11,4	103,575-j13,752	-3	-1	10,558	36,413
2	-	98,763-j17,492	-5	-	10,531	-
3	96,291-j19,529	94,391-j22,083	-6	0	10,381	36,826
4	103,089-j13,383	102,621-j14,66	-3	0	10,475	36,765
5	94,575-j21,394	92,44-j24,268	-7	0	10,443	37,082
6	-	97,532-j18,215	-5	-	10,418	-
7	95,03-j19,96	93,727-j21,85	-7	0	10,516	37,136
8	97,116-j19,374	94,638-j22,601	-	-	10,42	37,118

Таблиця 27 - Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій у післяаварійному режимі електричної мережі

Пункт	Зведена напруга на шинах СН	Зведена напруга на шинх НН	$N_{РПН i}$	$N_{ПБЗ i}$	Дійсна напруга на шинах НН	Дійсна напруга на шинах СН
1	109,416-j8,08	108,112-j10,386	-1	-1	10,577	36,461
2	-	104,066-j13,291	-3	-	10,601	-
3	96,572-j19,212	94,65-j21,758	-6	0	10,4	36,906
4	91,288-j22,879	90,603-j24,216	-8	0	10,46	36,738
5	95,023-j20,912	92,867-j23,777	-7	0	10,475	37,209
6	-	93,767-j21,094	-7	-	10,502	-
7	93,285-j20,794	91,919-j22,692	-8	-1	10,56	36,377
8	92,532-j22,543	89,756-j25,767	-8	0	10,415	37,178

Таблиця 28 - Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій у режимі мінімальних навантажень електричної мережі

Пункт	Зведена напруга на шинах СН	Зведена напруга на шинх НН	$N_{РПН i}$	$N_{ПБЗ i}$	Дійсна напруга на шинах НН	Дійсна напруга на шинах СН
1	103,871-j8,254	102,486-j10,675	-3	0	10,412	36,852
2	-	99,924-j12,697	-5	-	10,576	-
3	98,221-j14,136	96,451-j16,76	-6	0	10,484	37,194
4	102,569-j9,666	102,135-j10,968	-4	0	10,579	37,134
5	97,15-j15,489	95,187-j18,443	-7	-1	10,594	36,682
6	-	99,24-j13,267	-5	-	10,513	-
7	97,499-j14,519	96,309-j16,449	-6	0	10,463	36,947
8	98,792-j14,026	96,455-j17,349	-6	-1	10,495	36,465

Зауважимо, що бажана напруга досягається для всіх шин СН та НН всіх підстанцій. На жодній із підстанцій перезбудження трансформаторів не спостерігається.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

## Висновки по розділу 1

1. Вибрана кількість, тип та потужності трансформаторів на підстанціях. Найпотужніший трансформатор ТДТН-25000/110, найменш потужний ТМН-6300/110.

2. Виконавши поточкорозподіл потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок розрахунок L-схеми мережі. В результаті техніко-економічного порівняння кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках схеми мережі, маємо 1 двоколову ділянку (2×АС-240), а інші одноколові (АС-240; АС-70).

3. Розраховано параметри Z-схеми заміщення електричної мережі. В схемі заміщення враховано втрати потужності на корону, які для перерізу 120 мм<sup>2</sup> складають 0,05 кВт/км, а для 240 мм<sup>2</sup> – 0,07 кВт/км.

4. Виконано розрахунок типових режимів роботи мережі. В режимі максимальних навантажень сумарні втрати потужності склали 6,67-j19,72 МВА, найнижчий рівень напруги спостерігається в п.7 Наступним розглядався післяаварійний режим роботи, сумарні втрати потужності склали 6,78-j16,61 МВА, найнижчий рівень напруги спостерігається в п.4. Останнім серед режимів що розглядався, був режим мінімальних навантажень. Для моделювання цього режиму було знижено навантаження всіх пунктів на 30%. Для кожного пункту було проведено розрахунок на можливість відключення одного з двох працюючих трансформаторів, та це виявилось непотрібним. Напруга БП стала 110 кВ, сумарні втрати потужності склали 3,4-j7,103 МВА, найнижчий рівень напруги спостерігається в п. 5.

5. За результатами розрахунку режимних параметрів, а саме рівнів напруги, здійснено вибір номерів відпайок РПН та ПБЗ силових трансформаторів для забезпечення бажаного рівня напруги на стороні НН та СН. Бажана напруга досягається для всіх шин СН та НН всіх підстанцій. На жодній із підстанцій перебудження трансформаторів не спостерігається.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

## 2 МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ

Підходи до прогнозування відпуску електричної енергії електростанціями з ВДЕ можна розділити на чотири групи:

- моделювання на основі фізичних процесів, включає використання детальних метеорологічних моделей для прогнозування впливу погодних умов на генерацію енергії. Цей підхід є особливо ефективним для середньо- та довгострокових прогнозів;

- статистичні методи, використання історичних даних для аналізу тенденцій та сезонних коливань. Ці методи дозволяють виявляти закономірності та робити короткострокові прогнози;

- гібридні методи, поєднують статистичні та фізичні підходи для підвищення точності прогнозів. Гібридні методи можуть враховувати як історичні дані, так і поточні метеорологічні умови;

- машинне навчання, використання сучасних алгоритмів, таких як нейронні мережі, які здатні аналізувати великі обсяги даних і виявляти складні залежності. Машинне навчання дозволяє значно покращити точність прогнозування, особливо в умовах високої мінливості погодних умов[6].

Перший підхід- моделювання на основі фізичних процесів, поділяється на 2 основні способи прогнозування інтенсивності сонячного випромінювання: total sky imagery та вивчення фото з космосу. Такі методи розраховані на короткострокові прогнозування (не більше 6 годин).

Основна ідея методу total sky imagery лежить у створенні прогнозу генеруваної потужності на найближчі півгодини. Досягається це методом аналізу фото хмар з землі.

Для формування прогнозу спеціаліст має виконати наступні дії:

- отримати фото неба розрахункової ділянки;
- визначити тип хмар (тонкі і товсті);
- за допомогою аналізу послідовностей фото, визначити напрямок та швидкість руху хмар;

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

– проаналізувавши положення та вектор руху хмар, розраховується прогнозована потужність опромінення та формується прогноз генерації електроенергії.

Дані про розмір, переміщення та структуру хмар надають спеціалізовані метео-станції. Для прогнозу невеликого тимчасового горизонту цих даних має бути достатньо.

Точність прогнозу на довший термін суттєво знижується. Це пов'язано з тим, що дуже важко вирахувати рух, швидкість та зміну форми хмар в майбутньому. На сьогодні ще не існує достовірної математичної моделі для визначення формування хмарних полів.

Іноді можна використати фото хмар прилеглих територій, а потім провести прогноз з розрахунком вектору переміщення хмарних мас. Також треба враховувати, що маси в різних шарах мають відмінні властивості (високі хмари можуть рухатись повільніше за низьку; на знімку верхні хмари може бути не видно через низькі) [4].

Метод вивчення фото з космосу повторює алгоритм попереднього. Єдина їх відмінність полягає в тому, що замість знімків неба з землі, фотофіксація відбувається з космосу.

Головна перевага цього методу над минулим це більша площа спостереження. Знімки з космосу можуть охопити майже всю планету, в той час як метод total sky imagery більше підходить для реалізації на певній території.

Серед мінусів даного методу є те, що без інфрачервоного випромінювання супутники можуть бачити лише вдень і через це ранкові прогнози можуть бути неточними.

Друга група методів - статистичні методи. Після формулювання точкових прогнозів приступають до коригування даних, для порівняння беруться результати попередніх метеоспостережень. Такий підхід дозволяє сильно покращити точність прогнозів, зважаючи на особливості клімату

Моделна статистика результатів дозволяє виключити певні помилки у прогнозах. Також використання статистики дає можливість для деяких регіонів більш точно спрогнозувати певні події, такі як опади, грози, тощо. Для створення якісних

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

коригувальних коефіцієнтів, треба дані більше ніж за 2 роки спостережень за погодою. Ці дані дозволяють коректно розрахувати коригувальні коефіцієнти, які мінімізують похибки, що можуть виникнути при прогнозуванні на довший термін.

Достовірність коригувальних коефіцієнтів прямо залежить від обсягу бази даних та якості даних спостережень. Під час створення моделі, слід взяти до уваги:

- температуру повітря;
- хмарність;
- вектор руху хмар;
- вологість;
- опади [4].

Третя група методів прогнозування - машинне навчання. Прогнозування генерації потужності за допомогою штучного інтелекту відбувається завдяки системам, з вбудованими моделями статистичними та математичними, які, в свою чергу, об'єднують зі штучним інтелектом. Така система запрограмована враховувати більше факторів, які впливають на генерацію, наприклад, ремонт електростанцій, планові відключення електроенергії тощо.

Найголовніша перевага таких систем у навчанні ШІ за допомогою даних певного енергооб'єкта, враховуючи нюанси його розташування, роботи та клімату оточуючого середовища. Такий принцип дозволяє отримати доволі точний прогноз генерації потужності.

Застосування ШІ підвищує точність генерувальних прогнозів. В середньому похибка системи прогнозування на наступний день складає близько 18,0-20,0% за умови експлуатації нового обладнання. Машинне уточнення графіку зменшує ризик утворення похибки приблизно на 9,0-12,0% [5].

Враховуючи все вищезгадане, було прийняте рішення використовувати режим статистичного прогнозування та на основі вже існуючих даних зробити розрахунок мережі.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

## Висновки по розділу 2

Сформульовано наступні положення:

1. Метод з використанням фізичної моделі є точним для короткострокових прогнозів і має мати сильну дослідницьку базу, яка має оновлюватись щородини.
2. Статистичний метод дозволяє робити довгостроковіші прогнози на основі існуючих даних за минулі роки, але не враховує можливі негаразди, пов'язані з природними та технологічними збоями. Для коректного розрахунку необхідні гарні коригувальні коефіцієнти.
3. Гібридний метод дозволяє врахувати історичні дані та поєднати їх з моделлю реальної мережі, але не має можливості навчання, а отже створення актуальних коригувальних коефіцієнтів.
4. Машинний метод поєднує в собі всі вищезгадані, додаючи до цього нейромережу, яка навчається на моделях реальної станції та здатна аналізувати дані, порівнюючи актуальні виміри з вимірами минулих років та корегувати прогноз, спираючись на негаразди, які можуть трапитись в процесі експлуатації (планові ремонти, погодні катаклізми, зміна рельєфу тощо).

До розрахунку прийнятий статистичний метод на основі вже існуючих даних.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



### 3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ МЕРЕЖІ ПРИ НАЯВНОСТІ СЕС

Проаналізувавши у минулому розділі методи прогнозування, було прийняте рішення використати погодні дані за 20 липня 2018 року, скласти графік потужності генерації та порахувати режим, враховуючи прогнозовану генерацію. Так як влітку сонячні панелі виробляють найбільше електроенергії, режим, який буде рахуватись – режим мінімальних навантажень. Графік потужності генерації подано на рисунку 10.



Рисунок 10 – Графік зміни потужності генерації

Згідно з добовим графіком, віднімаємо від потужності номінальної пункту 5 потужність генерації панелей за формулою (3.1):

$$\dot{S}_5 = \dot{S}_5 - \dot{S}_{\text{ген}} \quad (3.1)$$

Решта розрахунків аналогічні до мінімального режиму, тому наводимо результати на останніх ітераціях в таблиці 29.

Таблиця 29 - Результати розрахунку прогнозованої потужності генерації

Час	Ділянка	Результуючий струморозподіл $\dot{I}_{pi}, \text{kA}$	Пункт	Напруга пункту $\dot{U}_i, \text{kV}$
1	2	3	4	5
7:00	0-1	0,49-j0,202	1	107,758-j2,753
	1-2	0,347-j0,145	2	106,16-j4,7

Продовження табл.29

1	2	3	4	5
7:00	2-3	0,294-j0,136	3	104,721-j6,325
	3-5	0,237-j0,117	4	106,833-j3,713
	5-7	0,042-j0,01	5	103,867-j7,24
	7-6	-j0,057+j0,04	6	104,106-j6,953
	6-8	-j0,117+j0,055	7	103,154-j7,701
	8-3	0,016-j0,004	8	104,835-j6,138
	4-8	0,216-j0,091		
	0-4	0,334-j0,146		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,608-j0,839				
8:00	0-1	0,487-j0,201	1	107,769-j2,735
	1-2	0,344-j0,144	2	106,181-j4,664
	2-3	0,291-j0,135	3	104,753-j6,271
	3-5	0,233-j0,116	4	106,845-j3,692
	5-7	0,043-j0,01	5	103,908-j7,169
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,133-j6,905
	6-8	-j0,116+j0,055	7	103,186-j7,641
	8-3	0,015-j0,004	8	104,859-j6,096
	4-8	0,215-j0,09		
	0-4	0,332-j0,146		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,582-j0,708				
9:00	0-1	0,485-j0,201	1	107,777-j2,721
	1-2	0,342-j0,143	2	106,198-j4,636
	2-3	0,289-j0,134	3	104,778-j6,228
	3-5	0,23-j0,115	4	106,855-j3,675
	5-7	0,044-j0,01	5	103,941-j7,113
	7-6	-j0,055+j0,04	6	104,154-j6,867
	6-8	-j0,116+j0,054	7	103,211-j7,593
	8-3	0,014-j0,004	8	104,878-j6,063
	4-8	0,213-j0,09		
	0-4	0,33-j0,146		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,562-j0,605				
10:00	0-1	0,482-j0,2	1	107,786-j2,706
	1-2	0,339-j0,143	2	106,215-j4,607
	2-3	0,286-j0,134	3	104,803-j6,185
	3-5	0,227-j0,115	4	106,865-j3,659
	5-7	0,044-j0,01	5	103,974-j7,056
	7-6	-j0,055+j0,04	6	104,175-j6,829
	6-8	-j0,115+j0,054	7	103,236-j7,545
	8-3	0,013-j0,003	8	104,897-j6,029
	4-8	0,212-j0,09		
	0-4	0,329-j0,145		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,541-j0,503				
10:50	0-1	0,482-j0,2	1	107,786-j2,706
	1-2	0,339-j0,143	2	106,215-j4,607
	2-3	0,286-j0,134	3	104,803-j6,185
	3-5	0,227-j0,115	4	106,865-j3,659
	5-7	0,044-j0,01	5	103,974-j7,056
	7-6	-j0,055+j0,04	6	104,175-j6,829

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Продовження табл.29

1	2	3	4	5
	6-8	-j0,115+j0,054	7	103,236-j7,545
	8-3	0,013-j0,003	8	104,897-j6,029
	4-8	0,212-j0,09		
	0-4	0,329-j0,145		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,541-j0,503				
11:00	0-1	0,48-j0,2	1	107,792-j2,696
	1-2	0,338-j0,142	2	106,227-j4,585
	2-3	0,285-j0,133	3	104,821-j6,153
	3-5	0,224-j0,114	4	106,872-j3,646
	5-7	0,045-j0,01	5	103,998-j7,013
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,191-j6,8
	6-8	-j0,114+j0,054	7	103,254-j7,509
	8-3	0,013-j0,003	8	104,911-j6,004
	4-8	0,211-j0,089		
	0-4	0,328-j0,145		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,526-j0,427				
11:05	0-1	0,481-j0,2	1	107,79-j2,699
	1-2	0,338-j0,142	2	106,223-j4,593
	2-3	0,285-j0,134	3	104,815-j6,163
	3-5	0,225-j0,114	4	106,87-j3,65
	5-7	0,045-j0,01	5	103,99-j7,028
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,186-j6,81
	6-8	-j0,115+j0,054	7	103,248-j7,521
	8-3	0,013-j0,003	8	104,907-j6,012
	4-8	0,211-j0,089		
	0-4	0,328-j0,145		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,531-j0,452				
11:25	0-1	0,48-j0,199	1	107,794-j2,692
	1-2	0,337-j0,142	2	106,231-j4,578
	2-3	0,284-j0,133	3	104,828-j6,142
	3-5	0,223-j0,114	4	106,874-j3,642
	5-7	0,045-j0,01	5	104,006-j6,999
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,196-j6,79
	6-8	-j0,114+j0,054	7	103,261-j7,497
	8-3	0,012-j0,003	8	104,916-j5,995
	4-8	0,21-j0,089		
	0-4	0,328-j0,145		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,521-j0,402				
11:40	0-1	0,48-j0,199	1	107,794-j2,692
	1-2	0,337-j0,142	2	106,231-j4,578
	2-3	0,284-j0,133	3	104,828-j6,142
	3-5	0,223-j0,114	4	106,874-j3,642
	5-7	0,045-j0,01	5	104,006-j6,999
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,196-j6,79
	6-8	-j0,114+j0,054	7	103,261-j7,497
	8-3	0,012-j0,003	8	104,916-j5,995
	4-8	0,21-j0,089		

Продовження табл.29

1	2	3	4	5
11:40	0-4	0,328-j0,145		
	Сумарні втрати потужності(МВА) 2,521-j0,402			
12:00	0-1	0,479-j0,199	1	107,796-j2,688
	1-2	0,336-j0,142	2	106,236-j4,571
	2-3	0,283-j0,133	3	104,834-j6,131
	3-5	0,223-j0,114	4	106,877-j3,638
	5-7	0,045-j0,01	5	104,014-j6,985
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,202-j6,781
	6-8	-j0,114+j0,054	7	103,267-j7,485
	8-3	0,012-j0,003	8	104,921-j5,987
	4-8	0,21-j0,089		
	0-4	0,327-j0,145		
	Сумарні втрати потужності(МВА) 2,516-j0,377			
12:20	0-1	0,479-j0,199	1	107,799-j2,685
	1-2	0,336-j0,142	2	106,24-j4,564
	2-3	0,283-j0,133	3	104,84-j6,12
	3-5	0,222-j0,113	4	106,879-j3,633
	5-7	0,045-j0,01	5	104,022-j6,971
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,207-j6,771
	6-8	-j0,114+j0,054	7	103,273-j7,473
	8-3	0,012-j0,003	8	104,925-j5,979
	4-8	0,21-j0,089		
	0-4	0,327-j0,145		
	Сумарні втрати потужності(МВА) 2,511-j0,352			
12:30	0-1	0,488-j0,201	1	107,765-j2,742
	1-2	0,345-j0,144	2	106,172-j4,679
	2-3	0,292-j0,135	3	104,74-j6,293
	3-5	0,235-j0,116	4	106,841-j3,7
	5-7	0,043-j0,01	5	103,891-j7,197
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,122-j6,924
	6-8	-j0,116+j0,055	7	103,173-j7,665
	8-3	0,015-j0,004	8	104,849-j6,113
	4-8	0,215-j0,09		
	0-4	0,333-j0,146		
	Сумарні втрати потужності(МВА) 2,593-j0,76			
12:39	0-1	0,478-j0,199	1	107,801-j2,681
	1-2	0,335-j0,142	2	106,244-j4,557
	2-3	0,282-j0,133	3	104,846-j6,11
	3-5	0,221-j0,113	4	106,882-j3,629
	5-7	0,045-j0,01	5	104,031-j6,957
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,212-j6,762
	6-8	-j0,114+j0,054	7	103,279-j7,461
	8-3	0,012-j0,003	8	104,93-j5,97
	4-8	0,209-j0,089		
	0-4	0,327-j0,145		
	Сумарні втрати потужності(МВА) 2,506-j0,327			
13:00	0-1	0,478-j0,199	1	107,8-j2,683
	1-2	0,335-j0,142	2	106,242-j4,56

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Продовження табл.29

1	2	3	4	5
13:00	2-3	0,282-j0,133	3	104,843-j6,115
	3-5	0,221-j0,113	4	106,88-j3,631
	5-7	0,045-j0,01	5	104,026-j6,964
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,209-j6,766
	6-8	-j0,114+j0,054	7	103,276-j7,467
	8-3	0,012-j0,003	8	104,928-j5,974
	4-8	0,21-j0,089		
	0-4	0,327-j0,145		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,508-j0,34				
13:10	0-1	0,488-j0,201	1	107,766-j2,74
	1-2	0,345-j0,144	2	106,175-j4,675
	2-3	0,292-j0,135	3	104,743-j6,287
	3-5	0,234-j0,116	4	106,842-j3,698
	5-7	0,043-j0,01	5	103,896-j7,19
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,125-j6,92
	6-8	-j0,116+j0,055	7	103,176-j7,659
	8-3	0,015-j0,004	8	104,852-j6,109
	4-8	0,215-j0,09		
	0-4	0,332-j0,146		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,59-j0,747				
13:20	0-1	0,482-j0,2	1	107,787-j2,704
	1-2	0,339-j0,143	2	106,217-j4,603
	2-3	0,286-j0,134	3	104,807-j6,179
	3-5	0,226-j0,114	4	106,866-j3,656
	5-7	0,045-j0,01	5	103,979-j7,047
	7-6	-j0,055+j0,04	6	104,179-j6,823
	6-8	-j0,115+j0,054	7	103,24-j7,538
	8-3	0,013-j0,003	8	104,9-j6,024
	4-8	0,212-j0,09		
	0-4	0,329-j0,145		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,538-j0,488				
13:30	0-1	0,487-j0,201	1	107,767-j2,737
	1-2	0,345-j0,144	2	106,178-j4,669
	2-3	0,292-j0,135	3	104,748-j6,279
	3-5	0,234-j0,116	4	106,844-j3,695
	5-7	0,043-j0,01	5	103,902-j7,179
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,129-j6,912
	6-8	-j0,116+j0,055	7	103,181-j7,649
	8-3	0,015-j0,004	8	104,856-j6,102
	4-8	0,215-j0,09		
	0-4	0,332-j0,146		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,586-j0,726				
13:45	0-1	0,479-j0,199	1	107,799-j2,685
	1-2	0,336-j0,142	2	106,24-j4,564
	2-3	0,283-j0,133	3	104,84-j6,12
	3-5	0,222-j0,113	4	106,879-j3,633
	5-7	0,045-j0,01	5	104,022-j6,971
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,207-j6,771

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Продовження табл.29

1	2	3	4	5
13:45	6-8	-j0,114+j0,054	7	103,273-j7,473
	8-3	0,012-j0,003	8	104,925-j5,979
	4-8	0,21-j0,089		
	0-4	0,327-j0,145		
	Сумарні втрати потужності(МВА) 2,511-j0,352			
13:50	0-1	0,487-j0,201	1	107,77-j2,733
	1-2	0,344-j0,144	2	106,183-j4,66
	2-3	0,291-j0,135	3	104,756-j6,265
	3-5	0,232-j0,116	4	106,847-j3,69
	5-7	0,043-j0,01	5	103,913-j7,161
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,136-j6,9
	6-8	-j0,116+j0,054	7	103,19-j7,634
	8-3	0,015-j0,004	8	104,862-j6,091
	4-8	0,214-j0,09		
	0-4	0,332-j0,146		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,579-j0,693				
14:00	0-1	0,479-j0,199	1	107,796-j2,688
	1-2	0,336-j0,142	2	106,236-j4,571
	2-3	0,283-j0,133	3	104,834-j6,131
	3-5	0,223-j0,114	4	106,877-j3,638
	5-7	0,045-j0,01	5	104,014-j6,985
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,202-j6,781
	6-8	-j0,114+j0,054	7	103,267-j7,485
	8-3	0,012-j0,003	8	104,921-j5,987
	4-8	0,21-j0,089		
	0-4	0,327-j0,145		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,516-j0,377				
14:05	0-1	0,488-j0,201	1	107,765-j2,742
	1-2	0,345-j0,144	2	106,172-j4,679
	2-3	0,292-j0,135	3	104,74-j6,293
	3-5	0,235-j0,116	4	106,841-j3,7
	5-7	0,043-j0,01	5	103,891-j7,197
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,122-j6,924
	6-8	-j0,116+j0,055	7	103,173-j7,665
	8-3	0,015-j0,004	8	104,849-j6,113
	4-8	0,215-j0,09		
	0-4	0,333-j0,146		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,593-j0,76				
14:10	0-1	0,48-j0,199	1	107,794-j2,692
	1-2	0,337-j0,142	2	106,231-j4,578
	2-3	0,284-j0,133	3	104,828-j6,142
	3-5	0,223-j0,114	4	106,874-j3,642
	5-7	0,045-j0,01	5	104,006-j6,999
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,196-j6,79
	6-8	-j0,114+j0,054	7	103,261-j7,497
	8-3	0,012-j0,003	8	104,916-j5,995
	4-8	0,21-j0,089		
	0-4	0,328-j0,145		

Продовження табл.29

1	2	3	4	5
		Сумарні втрати потужності(МВА) 2,521-j0,402		
14:25	0-1	0,485-j0,201	1	107,775-j2,724
	1-2	0,342-j0,143	2	106,194-j4,643
14:25	2-3	0,289-j0,135	3	104,772-j6,239
	3-5	0,231-j0,115	4	106,853-j3,679
	5-7	0,044-j0,01	5	103,933-j7,127
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,149-j6,877
	6-8	-j0,116+j0,054	7	103,205-j7,605
	8-3	0,014-j0,004	8	104,873-j6,071
	4-8	0,214-j0,09		
	0-4	0,331-j0,146		
			Сумарні втрати потужності(МВА) 2,567-j0,631	
14:35	0-1	0,48-j0,2	1	107,792-j2,696
	1-2	0,338-j0,142	2	106,227-j4,585
	2-3	0,285-j0,133	3	104,821-j6,153
	3-5	0,224-j0,114	4	106,872-j3,646
	5-7	0,045-j0,01	5	103,998-j7,013
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,191-j6,8
	6-8	-j0,114+j0,054	7	103,254-j7,509
	8-3	0,013-j0,003	8	104,911-j6,004
	4-8	0,211-j0,089		
	0-4	0,328-j0,145		
		Сумарні втрати потужності(МВА) 2,526-j0,427		
14:45	0-1	0,489-j0,202	1	107,763-j2,744
	1-2	0,346-j0,144	2	106,17-j4,682
	2-3	0,293-j0,135	3	104,737-j6,298
	3-5	0,235-j0,117	4	106,839-j3,703
	5-7	0,043-j0,01	5	103,887-j7,204
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,12-j6,929
	6-8	-j0,117+j0,055	7	103,17-j7,671
	8-3	0,015-j0,004	8	104,847-j6,117
	4-8	0,216-j0,09		
	0-4	0,333-j0,146		
		Сумарні втрати потужності(МВА) 2,595-j0,774		
15:00	0-1	0,48-j0,199	1	107,795-j2,69
	1-2	0,337-j0,142	2	106,234-j4,575
	2-3	0,284-j0,133	3	104,831-j6,137
	3-5	0,223-j0,114	4	106,876-j3,64
	5-7	0,045-j0,01	5	104,01-j6,992
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,199-j6,786
	6-8	-j0,114+j0,054	7	103,264-j7,491
	8-3	0,012-j0,003	8	104,918-j5,991
	4-8	0,21-j0,089		
	0-4	0,327-j0,145		
		Сумарні втрати потужності(МВА) 2,518-j0,39		
15:05	0-1	0,489-j0,202	1	107,762-j2,746
	1-2	0,346-j0,144	2	106,168-j4,686
	2-3	0,293-j0,135	3	104,734-j6,303

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Продовження табл.29

1	2	3	4	5
15:05	3-5	0,235-j0,117	4	106,838-j3,705
	5-7	0,043-j0,01	5	103,883-j7,212
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,117-j6,934
	6-8	-j0,117+j0,055	7	103,167-j7,677
	8-3	0,015-j0,004	8	104,845-j6,122
	4-8	0,216-j0,09		
	0-4	0,333-j0,146		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,598-j0,787				
15:20	0-1	0,487-j0,201	1	107,77-j2,733
	1-2	0,344-j0,144	2	106,183-j4,661
	2-3	0,291-j0,135	3	104,756-j6,266
	3-5	0,233-j0,116	4	106,847-j3,69
	5-7	0,043-j0,01	5	103,912-j7,162
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,136-j6,901
	6-8	-j0,116+j0,054	7	103,189-j7,635
	8-3	0,015-j0,004	8	104,861-j6,092
	4-8	0,214-j0,09		
	0-4	0,332-j0,146		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,58-j0,695				
15:40	0-1	0,481-j0,2	1	107,79-j2,699
	1-2	0,338-j0,142	2	106,223-j4,593
	2-3	0,285-j0,134	3	104,815-j6,163
	3-5	0,225-j0,114	4	106,87-j3,65
	5-7	0,045-j0,01	5	103,99-j7,028
	7-6	-j0,054+j0,04	6	104,186-j6,81
	6-8	-j0,115+j0,054	7	103,248-j7,521
	8-3	0,013-j0,003	8	104,907-j6,012
	4-8	0,211-j0,089		
	0-4	0,328-j0,145		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,531-j0,452				
16:00	0-1	0,482-j0,2	1	107,786-j2,706
	1-2	0,339-j0,143	2	106,215-j4,607
	2-3	0,286-j0,134	3	104,803-j6,185
	3-5	0,227-j0,115	4	106,865-j3,659
	5-7	0,044-j0,01	5	103,974-j7,056
	7-6	-j0,055+j0,04	6	104,175-j6,829
	6-8	-j0,115+j0,054	7	103,236-j7,545
	8-3	0,013-j0,003	8	104,897-j6,029
	4-8	0,212-j0,09		
	0-4	0,329-j0,145		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,541-j0,503				
16:25	0-1	0,486-j0,201	1	107,771-j2,731
	1-2	0,344-j0,144	2	106,185-j4,657
	2-3	0,291-j0,135	3	104,759-j6,26
	3-5	0,232-j0,116	4	106,848-j3,688
	5-7	0,043-j0,01	5	103,916-j7,155
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,138-j6,896
	6-8	-j0,116+j0,054	7	103,192-j7,629

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк. 57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



Продовження табл.29

1	2	3	4	5
16:25	8-3	0,015-j0,004	8	104,864-j6,088
	4-8	0,214-j0,09		
	0-4	0,331-j0,146		
	Сумарні втрати потужності(МВА) 2,577-j0,682			
16:40	0-1	0,485-j0,201	1	107,776-j2,722
	1-2	0,342-j0,143	2	106,196-j4,639
	2-3	0,289-j0,134	3	104,775-j6,234
	3-5	0,23-j0,115	4	106,854-j3,677
	5-7	0,044-j0,01	5	103,937-j7,12
	7-6	-j0,055+j0,04	6	104,152-j6,872
	6-8	-j0,116+j0,054	7	103,208-j7,599
	8-3	0,014-j0,004	8	104,876-j6,067
	4-8	0,213-j0,09		
	0-4	0,331-j0,146		
	Сумарні втрати потужності(МВА) 2,564-j0,618			
16:50	0-1	0,488-j0,201	1	107,765-j2,742
	1-2	0,345-j0,144	2	106,172-j4,679
	2-3	0,292-j0,135	3	104,74-j6,293
	3-5	0,235-j0,116	4	106,841-j3,7
	5-7	0,043-j0,01	5	103,891-j7,197
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,122-j6,924
	6-8	-j0,116+j0,055	7	103,173-j7,665
	8-3	0,015-j0,004	8	104,849-j6,113
	4-8	0,215-j0,09		
	0-4	0,333-j0,146		
	Сумарні втрати потужності(МВА) 2,593-j0,76			
17:00	0-1	0,486-j0,201	1	107,773-j2,728
	1-2	0,343-j0,144	2	106,189-j4,65
	2-3	0,29-j0,135	3	104,765-j6,25
	3-5	0,231-j0,116	4	106,85-j3,684
	5-7	0,044-j0,01	5	103,925-j7,141
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,144-j6,886
	6-8	-j0,116+j0,054	7	103,198-j7,617
	8-3	0,014-j0,004	8	104,869-j6,08
	4-8	0,214-j0,09		
	0-4	0,331-j0,146		
	Сумарні втрати потужності(МВА) 2,572-j0,656			
17:03	0-1	0,488-j0,201	1	107,765-j2,742
	1-2	0,345-j0,144	2	106,172-j4,679
	2-3	0,292-j0,135	3	104,74-j6,293
	3-5	0,235-j0,116	4	106,841-j3,7
	5-7	0,043-j0,01	5	103,891-j7,197
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,122-j6,924
	6-8	-j0,116+j0,055	7	103,173-j7,665
	8-3	0,015-j0,004	8	104,849-j6,113
	4-8	0,215-j0,09		
	0-4	0,333-j0,146		
	Сумарні втрати потужності(МВА) 2,593-j0,76			

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

### Завершення табл.29

1	2	3	4	5
17:10	0-1	0,486-j0,201	1	107,773-j2,728
	1-2	0,343-j0,144	2	106,189-j4,65
	2-3	0,29-j0,135	3	104,765-j6,25
	3-5	0,231-j0,116	4	106,85-j3,684
	5-7	0,044-j0,01	5	103,925-j7,141
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,144-j6,886
	6-8	-j0,116+j0,054	7	103,198-j7,617
	8-3	0,014-j0,004	8	104,869-j6,08
	4-8	0,214-j0,09		
	0-4	0,331-j0,146		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,572-j0,656				
18:00	0-1	0,489-j0,202	1	107,762-j2,746
	1-2	0,346-j0,144	2	106,168-j4,686
	2-3	0,293-j0,135	3	104,734-j6,303
	3-5	0,235-j0,117	4	106,838-j3,705
	5-7	0,043-j0,01	5	103,883-j7,212
	7-6	-j0,056+j0,04	6	104,117-j6,934
	6-8	-j0,117+j0,055	7	103,167-j7,677
	8-3	0,015-j0,004	8	104,845-j6,122
	4-8	0,216-j0,09		
	0-4	0,333-j0,146		
Сумарні втрати потужності(МВА) 2,598-j0,787				

### Висновки по розділу 3

Виконано розрахунок режиму мінімальних навантажень мережі з врахуванням спрогнозованої потужності генерації СЕС. Отримано результати, згідно яких хмари, які з'являються на горизонті істотно впливають на згенеровану потужність: стрибки сонячної радіації, наприклад у ділянці 0-4 у проміжку з 12:20 по 12:30, дають миттєвий спад струму величиною 0,001 А..

Показано, за наявності хмарності зранку напруга пункту 1 поступово росла, з 107,758-j2,753 кВ досягнувши свого піку близько 12:39 з величиною 107,801-j2,681 кВ, потім почали з'являтися хмари і до вечора напруга впала до 107,762-j2,746 кВ, так як сонця стало менше.

Напруга пункту 5 коливається в межах 165 В, струм ділянки 0-4 в межах 7 А, різниця між найбільшими та найменшими втратами потужності складає 0,102-j0,512 МВА.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Найбільші втрати потужності спостерігаються о 7:00 - 2,608-j0,839 МВА,  
найменші о 12:39 - 2,506-j0,327 МВА.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В дипломній роботі розглянуто проектування районної мережі та встановлення в одному з пунктів сонячної електричної станції 4 МВт.

В першому розділі розраховано 3 режими роботи мережі: режими максимальних, мінімальних навантажень та післяаварійний режим роботи електромережі. Для цього були вибрані кількість, тип та потужності трансформаторів на підстанціях; розраховані перерізи та кількість ланцюгів на ділянках; тип опори. Після розрахунку режимів, були пораховані номери РПН та ПБЗ. Режим максимальних навантажень зійшовся за 5 ітерацій з втратами 6,67-j19,72 МВА; мінімальних – за 5 ітерацій з втратами 3,4-j7,103 МВА; післяаварійний режим зійшовся за 6 ітерацій з втратами 6,78-j16,61 МВА

У другому розділі розглядались методи прогнозування потужності генерації. На сьогоднішній день не існує максимально точного методу для складання прогнозу генерації. Найбільш точним методом є метод машинного прогнозування, який, по суті, поєднує метод фізичного моделювання та статистичного прогнозування, але аналізує їх, враховуючи особливості локації, на якій розташований енергооб'єкт. Для розрахунків було обрано статистичний метод, який може бути доволі точним якщо врахувати дані за декілька років.

Розрахунок режиму з врахуванням спрогнозованої потужності було виконано у третьому розділі. Пік генерації був з 12:00 по 13:00 з сумарними втратами потужності 2,516-j0,377 МВА о 12:00 та 2,508-j0,34 МВА о 13:00. День, який вибраний для розрахунку, був помірно хмарний, тому потужність постійно змінює свою величину.

Напруга пункту 5 коливається в межах 165 В, струм ділянки 0-4 в межах 7 А, різниця між найбільшими та найменшими втратами потужності складає 0,102-j0,512 МВА.

Найбільші втрати потужності спостерігаються о 7:00 (2,608-j0,839 МВА), найменші о 12:39 (2,506-j0,327 МВА).

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. А. Бурикін, О. Б. Дослідження методів контролю СЕС для балансування режимів електроенергетичних систем / О. Б. Бурикін, Ю. В. Малогулко, А. В. Ситник // Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті : матеріали XXII міжнародної науково-практичної конференції (20-21 травня 2021 р.). – Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2021. – С. 444-448.
2. В. М. Delfanti, D. Falabretti, M. Merlo, and G. Monfredini. "Distributed generation integration in the electric grid: energy storage system for frequency control," Journal of Applied Mathematics, vol. 2014, Article ID 198427, 13 pages, 2014.
3. Методичні вказівки до виконання курсового проекту "Районні електричні мережі", - КПІ, 2022,
4. Основні методи для складання прогнозів виробленої електричної енергії СНОВНІ МЕТОДИ ДЛЯ СКЛАДАННЯ ПРОГНОЗІВ ВИРОБЛЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ПРИ ФУНКЦІОНУВАННІ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://dataenergy.com.ua/tarif-elektroenerg/metodi-skladannya-prognoziv-viroblennya-energiyi-ses/>.
5. Технології ШІ проти небалансів: сучасна система прогнозування виробництва електроенергії з ВДЕ [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://kness.energy/news/tehnologii-shi-proti-nebalansiv-suchasna-sistema-prognozuvannya-virobnictva-elektroenergii-z-vde/>.
6. Iheanetu K. J. Solar Photovoltaic Power Forecasting: A Review. Sustainability.- Vol. 14, Iss. 24.-2022 doi:10.3390/su142417005.

					ДП1103.141.003.ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Ім'я користувача:  
Чижевський Володимир

ID перевірки:  
1016359926

Дата перевірки:  
14.06.2024 16:13:21 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:  
14.06.2024 16:22:24 EEST

ID користувача:  
100006981

Назва документа: Куліш Євгеній Русланович

Кількість сторінок: 50 Кількість слів: 12751 Кількість символів: 71706 Розмір файлу: 1,006.15 KB ID файлу: 1016164637

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

## 7.95% Схожість

Найбільша схожість: 1.73% з Інтернет-джерелом (<https://ela.kpi.ua/handle/123456789/48213>)

5.14% Джерела з Інтернету

222

Сторінка 52

6.07% Джерела з Бібліотеки

307

Сторінка 54

## 0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

## 0% Вилучень

Немає вилучених джерел

## Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

170

Підозріле форматування

17  
сторінок